

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
ведущий кафедрой
_____ Булчаев Н.Д.
подпись инициалы, фамилия
« _____ » _____ 2016 г.

За-

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 «Нефтегазовое дело»

21.03.01.02 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Анализ эффективности интенсификации нефтедобычи на Кандымском
нефтегазоконденсатном месторождении.

(Республика Узбекистан)

Руководитель _____ канд. тех. наук, доц. Нухаев М. Т.
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ Омонов Р.Р.
подпись, дата инициалы, фамилия

Консультанты: _____ Мусяиченко Е.В.
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____ Помолотова О.В.
подпись, дата инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Булчаев Н.Д.
подпись инициалы, фамилия
« _____ » _____ 2016 г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Студенту Омонову Расулжону Рахмонали угли
Группа ГБ 12-04 Направление (специальность): 21.03.01.02
«Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема выпускной квалификационной работы: «Анализ эффективности интенсификации нефтедобычи на Кандымском нефтегазоконденсатном месторождении» (Республика Узбекистан).

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР _____
инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР: Тексты и графические материалы, фондовая и периодическая литература.

Перечень разделов ВКР: 1. Геология месторождения, 2. Анализ текущего состояния разработки месторождения Кандым, 3. Анализ соляно-кислотной обработки пласта, 4. Безопасность и экологичность проекта.

Перечень графического материала: Схемы и рисунки.

Руководитель ВКР _____
подпись, инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению _____
подпись, инициалы и фамилия студента

« ____ » _____ 20__ г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Анализ эффективности интенсификации нефтедобычи» содержит 92 страниц текстового документа, 14 использованных источников, 20 рисунков, 21 таблиц.

Объектом исследования является Кандымское нефтегазоконденсатное месторождение.

Соляная кислота, обработки пласта, технология СКО, выбор скважин, материалы, оборудование, анализ, заключение.

Цель работы: Сведения о геолого-физических характеристиках Кандымского месторождения, проектные решения разработки, анализ текущего состояния разработки, безопасность и экологичность. Рассмотрен подробно весь процесс соляно-кислотная обработка пласта на скважине №21 Кандымского месторождения. Проведён анализ эффективности СКО по динамике дебитов и обводненности скважин по 6 скважинам, которые были стимулированы СКО.

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel; рисунки - графические программы Adobe Photoshop и Microsoft Paint. Презентация подготовлена с помощью Microsoft PowerPoint.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Геология месторождения.....	6
1.1 Общие сведения о районе работ.....	6
1.2 Геолого-физическая характеристика Кандымского месторождения.	8
1.2.1 Гологическое строение месторождения и залежей	8
1.2.2 Стратиграфия.....	8
1.2.3 Тектоника.....	12
1.2.4 Характеристика нефтегазоносности, строения и условий залегания продуктивных пластов	18
1.2.5 Гидрогеологическая характеристика	23
1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов.....	28
1.3.1 Физико-литологическая характеристика продуктивных горизонтов.....	28
1.3.2 Анализ результатов исследований керна	29
1.4 Свойства и состав пластовых флюидов.....	31
1.4.1 Физико-химические свойства пластовой нефти	31
1.4.2 Состав нефтяного газа	35
1.4.3 Состав и свойства свободного газа	35
1.4.4 Содержание сероводорода в составе газа.....	37
1.4.5 Физико-химический состав пластовых вод.....	37
2 Анализ текущего состояния разработки месторождения Кандым.....	40
2.1 Основные этапы проектирования разработки месторождения.....	40
2.2 Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом	41
2.3 Характеристика отборов нефти, газа и воды	42
2.4 Анализ текущих положений контактов и выработки запасов нефти и газа.....	59
3 Анализ соляно-кислотной обработки пласта.....	63
3.1 Сущность соляно-кислотной обработки пласта.....	63

3.2 Выбор скважин для СКО.....	65
3.3 Требуемые химические материалы к соляно-кислотным растворам и их расчеты.....	66
3.4 Основные виды оборудование для проведения СКО пласта и требования к ним.....	73
3.5 Способ приготовления рабочего раствора соляной кислоты.....	75
3.6 Техника проведения СКО пласта.....	77
3.7 Анализ эффективности проведения СКО.....	80
4 Безопасность и экологичность.....	81
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	81
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению без- опасности работ.....	82
4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	83
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	85
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	86
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях.....	87
4.7 Экологичность проекта.....	89
Заключение.....	90
Список сокращений	91
Список использованных источников	92

ВВЕДЕНИЕ

Одна из основных задач при разработке нефтяных месторождений заключается в максимально возможном извлечении природных запасов нефти из недр земли. Повышение конечной нефтеотдачи разрабатываемых залежей и увеличение темпов отбора нефти в значительной степени достигаются за счет массового внедрения методов интенсификации добычи нефти.

Все мероприятия по интенсификации добычи нефти направлены на увеличение или восстановление проницаемости призабойной зоны и соединение ее с более проницаемым трещиноватыми нефтенасыщенными участками пласта.

Необходимость применения различных методов воздействия на призабойную зону скважин во многом связана с несовершенством способов вскрытия продуктивных пластов бурением. Особенно это относится к пластам с плохими коллекторскими свойствами и низким пластовым давлением. Чем меньше будет ухудшаться проницаемость призабойной зоны в процессе бурения, тем меньше будет появляться необходимость применения методов обработки призабойной зоны скважины.

Месторождение Кандым, эксплуатируемое ООО «ЛУКОЙЛ Узбекистан Оперейтинг Компани» задача поддержат интенсификации добычи нефти. Для интенсификации добычи нефти и снижению темпов падения объемов добычи нефти, проводятся мероприятия, направленные на интенсификацию добычи нефти.

В числе этих мероприятий:

- бурение боковых горизонтальных стволов (БГС);
- гидроразрыв пласта (ГРП);
- оптимизация работы скважин;
- обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ).

В дипломной работе рассмотрел, анализ эффективности проведения соляно-кислотной обработки пласта.

1 ГЕОЛОГИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Общие сведения о районе работ

Месторождение Кандым в административном отношении расположено на территории Бухарской области Республики Узбекистан. Ближайшими населенными пунктами являются небольшие кишлаки Зарафшан и Хаузак-Шады, расположенные в 2-3,5 км к западу. Более крупные населенные пункты: районные центры Навоий и Кашкадарьи расположены, соответственно, в 7 км южнее и в 35 км северо-западнее от месторождения Кандым. Ближайшая железнодорожная станция находится в поселке Гузар на железнодорожной линии Карши-Китаб. В Гузаре также расположена база Предгиссарской нефтеразведочной экспедиции, начинавшей поисково-разведочное бурение на Кандымской площади.

В орографическом отношении территория представляет собой пустынная равнина, более 90 процентов территории которой занимают пески Кызылкума, входящий в систему юго-западных отрогов Гиссарского хребта. Рельеф местности сильно пересечен, абсолютные отметки в пределах площади колеблются от 847 до 1060 м.

Климат района резко континентальный со значительными суточными и сезонными перепадами температур. Средняя зимняя температура (декабрь-февраль) -7-12 °С, (минимум -20 °С), осадки в виде дождя и снега. Толщина снежного покрова достигает 20 см. Средняя летняя температура (июль-август) +35 +40 °С, максимальная температура до +50 °С. Весна и осень мало дождливые, температура воздуха днем +20- +28 °С, ночью – +5 – +10 °С. Количество атмосферных осадков в год достигает 120-200 мм, большая их часть выпадает весной (апреле).

Растительность весьма скудная, в основном, травянистая, в меньшей степени представлена кустарником.

Животный мир относительно разнообразен; из млекопитающих – волки, лисы, зайцы; из птиц – орлы, перепелки, кеклики, воробьи; из пресмыкающихся – черепахи, ящерицы, змеи; из насекомых - достаточно развит класс паукообразных.

Район относится к категории безводных. Техническое водоснабжение буровых работ осуществлялось по водопроводу протяженностью 7 км из реки Зарафшан и Амударья, вода которой соленая, непригодная для питья. В 15 км севернее в месте слияния рек Урадарьи и Кичик-Урадарьи (образующих реку Гузардарью) расположено водохранилище. Снабжение пресной водой осуществлялось автотранспортом из Дехканабада и Гузара.

В пределах площади дорожная сеть представлена грунтовыми и полевыми дорогами. Улучшенная грунтовая дорога связывает площадь с проходящим западнее (5 км) Большим Узбекским трактом, соединяющим Ташкент и Бухара. Асфальтированное шоссе с шириной полотна – 8-10 м.

Кандымская структура была выявлена в районе одноименной рифогенной зоны в 1980 году бурением поисковой скважины 1 (далее скв. 1-Пт), а в 1984 году было открыто нефтегазоконденсатное месторождение. Кандым когда при испытании скв. 1-Пт были получены притоки нефти и газа с конденсатом из верхнеюрских карбонатных отложений. В 1991 году в опытно-промышленную эксплуатацию была введена нефтяная залежь месторождения.

Из полезных ископаемых кроме нефти, газа и конденсата район богат строительными материалами: галькой, щебнем, известняком (рисунок 1).



Рисунок 1 - Схема нефтегазоносного районирования Республики Узбекистан

1.2 Геолого-физическая характеристика Кандымского месторождения

1.2.1 Геологическое строение месторождения и залежей

1.2.2 Стратиграфия

Стратиграфическое описание месторождения Кандым дается по материалам фаунистической, литолого-петрографической и геофизической характеристики разреза скважин, пробуренных на изучаемой площади, с учетом сведений по соседним площадям: Бухарской и Хивинскому, а также по месторождениям, находящимся в идентичных тектоно-седиментационных условиях Гиссарского хребта (Адамташ, Гумбулак, и т.д.).

Наиболее древние отложения, вскрытые скважиной № 1 на месторождении Кандыма отм. 2704м, представлены породами келловейского горизонта верхнеюрского отдела и по литологическим признакам подразделяются на три

толщи: терригенную, карбонатную и соляно-ангидритовую. Стратиграфическая разбивка скважин и толщины отложений приведены на сводном геологическом разрезе в рисунке 2.

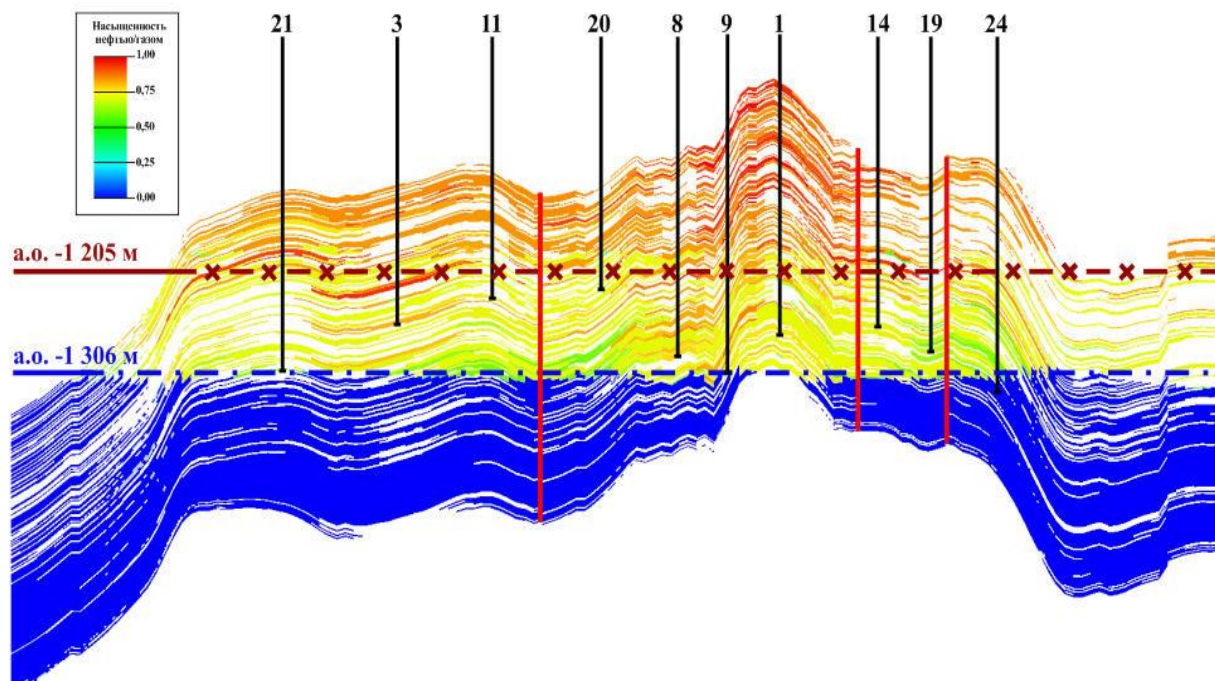


Рисунок 2 - Геологический разрез по линии скважин №№ 21, 3, 11, 20, 8, 9, 1, 14, 19, 24

Горизонты *XVI+XVa+XV*

XVI – горизонт согласно залегает в основании карбонатной толщи и перекрывает терригенные отложения среднего келловоя. В разрезе горизонта известняки темно-серые до черных, крепкие, плотные, в разной степени обогащенные детритом, участками трещиноватые, местами глинистые и неравномерно доломитизированные с редкими прослоями мергелей, известковистых глин и включениями макрофауны, с отдельными единичными прослоями коллекторов. Толщина (вскрытая) 44,5-130м.

XVa – горизонт залегает в средней части продуктивной толщи и по возрасту отнесен к нижнему оксфорду-верхнему келловю. Представлен горизонт переслаиванием плотных и рыхлых известняков серых и светло-серых, средне и мелкозернистых, трещиноватых, комковато-водорослевых, комковато-обломочных, оолитовых, обломочных, доломитизированных, местами слабо

глинистых. Породы-коллекторы составляют значительную долю в разрезе, местами разрез почти полностью состоит из коллекторов. Плотные разности характеризуются широким развитием трещиноватости. Основной объем пород (100 %) приходится на коллекторы порово-трещинного типа. Толщина 30–137м.

XV – горизонт залегает непосредственно под эвапоритовой толщей и представлен переслаиванием известняков, ангидритов и доломитов. Горизонт в возрастном отношении относится к среднему оксфорду – нижнему кимериджу и сложен известняками серыми, светло-серыми, местами темно-серыми, плотными, крепкими, тонко и мелкозернистыми, местами глинистыми, трещиноватыми, комковато-водорослевыми, с подчиненными прослоями ангидритов белых, светло-серых и серых, сахаровидных, плотных, крепких, скрытокристаллических, местами известковистых и доломитизированных. Доломиты главным образом встречаются в низах XV горизонта и в подстилающем горизонте XVa. Породы-коллекторы представлены в виде прослоев среди плотных разностей известняков и ангидритов. Толщина 105-223,5м.

Меловая система – К

Нижний отдел К₁

Литологически представлены:

XIV – песчаники красновато-коричневые и бурые, разномзернистые, реже крупнозернистые, слабоизвестковистые, слюдистые, с прослоями глин и алевролитов красновато-коричневых. В кровле пачки встречаются линзы и прослои мелкогалечных гравелитов. Толщина 60-97м.

XIII – песчаники красновато-коричневые, реже голубовато-серые, тонко и мелкозернистые, реже среднезернистые, известковистые, с прослоями глин песчанистых и алевролитов красновато-коричневых. Толщина 85-95м.

Между **XIV** и **XIII** горизонтами переслаивание глин, алевролитов и песчаников. Песчаники красновато-коричневые и бурые, реже голубовато-серые, тонкозернистые, глинистые. Алевролиты красновато-коричневые, песчанистые,

плитчатые, с включениями гипсов, с прослойками песчаников и глин. Глины красновато-коричневые и серые, слабослюдистые. Толщина 20-210м.

В средней части неокомского яруса выделяется прослеживаемый по всей площади прослой каменной соли, так называемая, альмурадская свита.

XII– песчаники светло-серые, темно-серые, в подошве темно-коричневые, мелко и среднезернистые, реже тонкозернистые, известковистые, с прослоями глин темно-серых и темно-коричневых, песчанистых, слюдистых, с редкими включениями пирита и алевролита, с прослоями известняков темно-серых, песчанистых. Толщина 103-115м.

Между *XIII*и*XII* горизонтами выделяется пачка глин коричневатого-бурых, реже голубовато серых, песчанистых, известковистых, с прослоями песчаников, алевролитов и известняков.

Песчаники мелкозернистые плотные.

Известняки голубовато-серые. Толщина 47-60м.

XI– известняки с прослоями песчаников и глин. Известняки светло-серые и зеленовато-серые, песчанистые, с отпечатками макрофауны. Песчаники темно-серые, зеленовато-серые, плотные, известковистые, местами с включениями макрофауны. Глины зеленые и темно-зеленые, слюдистые, с прослоями известняков-ракушняков. Толщина 94-120м.

Между *XIII*и*XI* горизонтами выделяется пачка глин зеленовато-серых, слабопесчанистых, плотных, местами жирных с прослоями известняка и песчаника. Толщина 100-120м.

X – переслаивание глин и песчаников. Глины, серые, темно-серые, голубовато и зеленовато-серые, плотные, алевроитовые, известковистые, местами песчанистые, слюдистые. Песчаники светло-серые, зеленовато-серые, мелко и тонкозернистые, кварцевые, известковистые, местами глинистые и слабосцементированные, с включениями макрофауны. Встречаются прослой ракушняка песчанистого и известняка с включениями макрофауны. Толщина 63-75м;

Между *XI*и*X* горизонтами выделяется пачка глин темно-серых, грязно-зеленых, с тонкими прослоями известняков глинистых. Толщина 20-25м.

Верхний отдел К₂

Литологически представлено:

X – переслаивание глин и песчаников. Глины, серые, темно-серые, голубоватый и зеленовато-серые, плотные, алевроитовые, известковистые, местами песчанистые, слюдистые. Встречаются прослой ракушняка песчанистого и известняка с включениями макрофауны. Толщина 133-185м.

IX – песчаники зеленовато-темносерые, серо-желтые, мелко- и тонкозернистые, средней крепости с многочисленными включениями макрофауны, с прослоями глин и алевролитов темно-зеленых. В кровельной части прослой известняка ракушняка. Толщина 70-121м.

Между **XиIX** горизонтами выделяется пачка глин голубовато-серых, темно-зеленых, плотных, слабоизвестковистых, местами песчанистых, загипсованных с прослоями песчаников. Толщина 25-35м.

VIII – переслаивание песчаников и глин. Песчаники серые, зеленовато-серые, разномзернистые, слабослюдистые. Глины зеленовато-серые, слабозагипсованные, слабослюдистые, жирные на ощупь. Толщина 73-110м.

Между **IXиVIII** горизонтами выделяется толща чередования зеленовато-серых глин, алевролитов и песчаников с редкими прослоями известняков. Толщина 140-173м.

1.2.3 Тектоника

Юго-западные отроги Гиссарского хребта, в пределах которого расположено месторождение, относятся к южной части Тяньшаньской эпиплатформенной альпийской орогенической области под названием Байсунской мегантиклинали (Юго-Западный Гиссар). Структурный облик мегантиклинали определяют параллельные сложнопостроенные антиклинальные зоны, унаследовавшие по простираанию подстилающие палеозойские тренды. Каждая антиклинальная зона состоит из эшелонированных приразломных брахиантиклиналей,

рассеченных поперечными дисъюнктивами, а все вместе создают область мелкой складчатости. К приподнятым частям тектонических блоков и брахиантиклиналей приурочены месторождения. Рассматриваемое месторождение расположено в Адамташской антиклинальной зоне и приурочено к приразломной складке северо-западного простирания (рисунок 3).

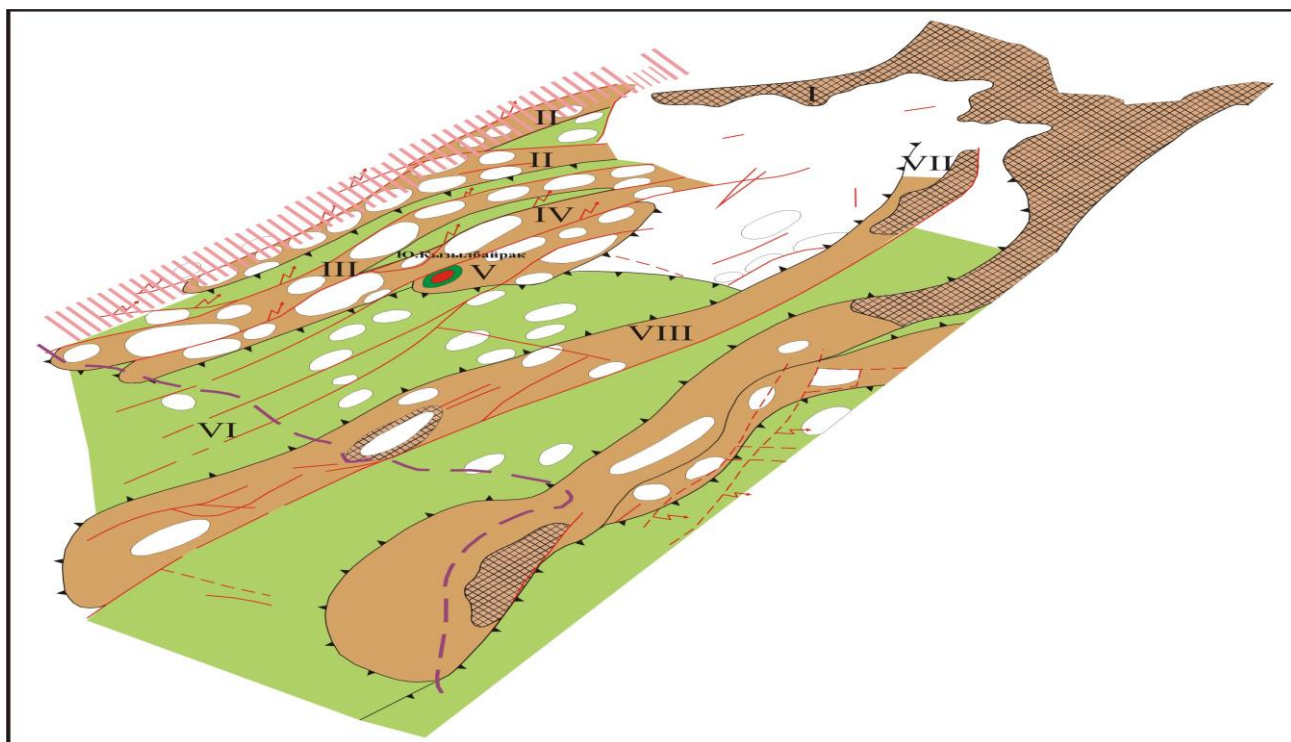


Рисунок 3 - Тектоническое районирование мегантиклинали Юго-Западного Гиссара

Аллохтонная пластина нарушена сколом встречного падения с образованием клиновидного блока, при горизонтальном сжатии выжатом вверх. Клиновидный блок был смят в антиклинальную складку с относительно крутым принадвиговым внешним крылом. Внутреннее строение выжатого вверх блока осложнено серией разрывов, оперяющих клинообразующие сколы. Клавишеобразные блоки пород расположены кулисно к поверхности сместителя надвига. Продолжающиеся напряжения сжатия породили в пределах тектонической пластины деформации сдвига. Аллохтонная чешуя участка была нарушена поперечным субвертикальным сдвигом, не прослеживающимся за пределы контуров осложняемых структур. Описываемые особенности строения ортогональной

системы разрывных нарушений, контролирующих складку и залежь УВ, прослеживаются на поверхности земли и хорошо различимы на космоснимках (рисунок 4).

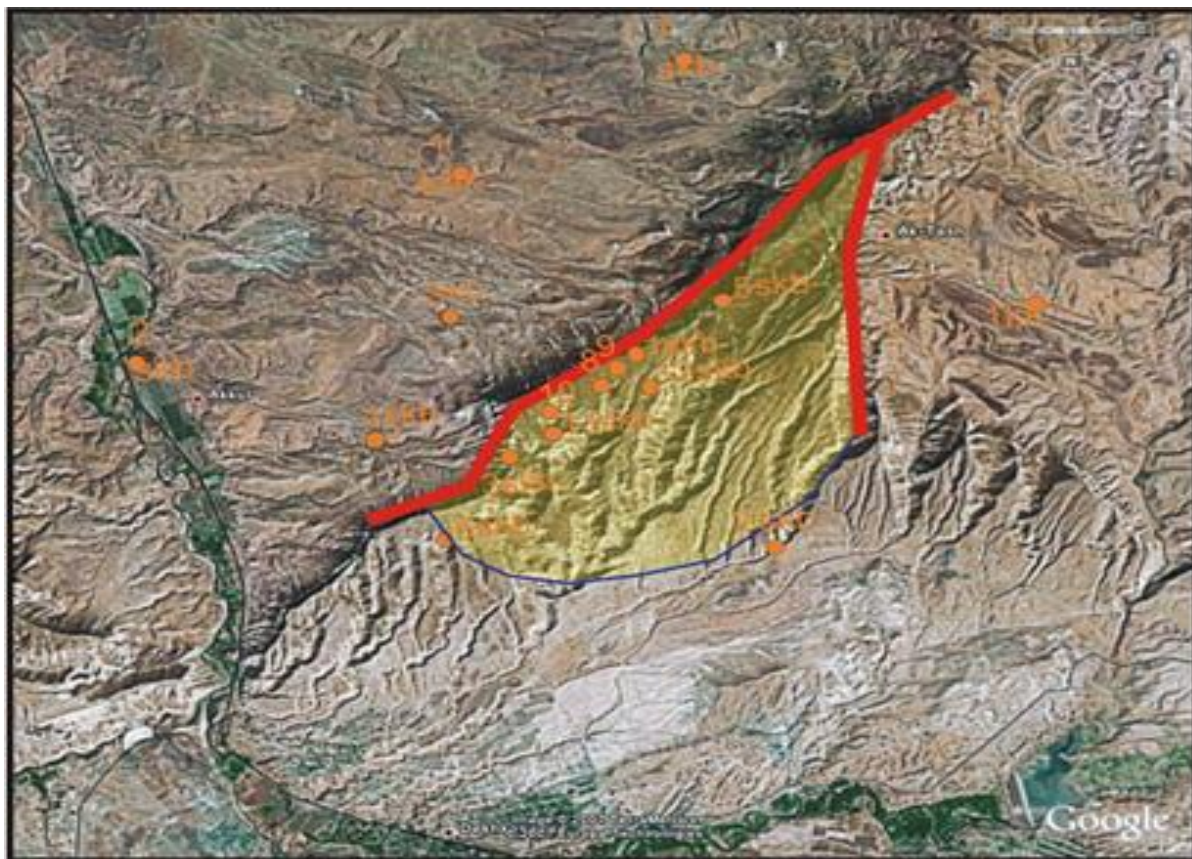


Рисунок 4 - Космоснимок районных работ (желтым полигоном отмечен контур) нефтегазоносности месторождения Кандыма (красные линии - главные разрывные нарушения по сейсмическим данным)

Формирование карбонатной формации юго-западного Гиссара произошло на шельфе эпиконтинентального палеобассейна, в котором выделяются три осадочных комплекса.

Нижний комплекс – горизонт XVI, отражает более или менее стабильный режим осадконакопления. Отложения нижнего комплекса (глинистые известняки) - формировались в пределах открытого шельфа и явились платформой для заложения органогенных построек.

Средний – горизонт XVa характеризуется некоторой фациальной неоднородностью. Отложения этого горизонта характеризуют начало регрессии и

формирования рифовых комплексов. Здесь не наблюдается выраженных каркасных построек, однако имеется широкое развитие обломочных фаций продуктами разрушения водорослево-мшанковых образований. В пределах изучаемой площади эти породы характеризуются хорошими фильтрационно-емкостными свойствами.

Верхний - горизонт XV - формирование этих отложений в пределах изучаемого месторождения проходило в двух палеофациальных зонах – аккумулятивно-рифовой и лагунной. Большая часть скважин вскрыла рифовый тип разреза, только скважины № 3, 4 и 1 Кошкудук расположены в лагунной зоне. К лагунной зоне следует отнести помимо указанных скважин еще и скважину № 5, поскольку в ней отмечается сильная ангидритизация разреза, особенно в кровельной части. Среди скважин, вскрывших рифовый тип разреза, доля собственно рифовых фаций не велика. Наибольшее их количество устанавливается в скважине № 2, несколько меньше в скважине № 6. В остальных скважинах (№№ 1, 3, 8, 9, 10, 11, 12) развиты преимущественно надрифовые фации, в которых содержание органогенного материала значительно меньше и преобладают пелитоморфные, оолитовые, комковато-сгустковые известняки.

Согласно фациально-палеогеографической схеме XV горизонта, представленной в отчете «Проект ГРП юго-западного Гиссара» (2007, ИГИРНИГМ) формирование этих отложений в пределах изучаемого месторождения проходило в двух палеофациальных зонах – аккумулятивно-рифовой и лагунной (рисунки 5).

риты) приурочен устойчивый отражающий горизонт. В связи с незначительной первичной толщиной соленосная пачка не формирует куполов, но существенно перераспределяется по латерали, как посредством чешуйчатых послойных срывов, так и через механизм пластического течения и нагнетания. В то же время отчетливая стратификация отражающих горизонтов внутри соляно-ангидритовой толщи, а также наблюдаемые прилегания ОГ ангидритов и солей к кровле XV горизонта свидетельствуют о наличии стратиграфического несогласия, а значит, частично сильные вариации толщин соляной пачки могут быть связаны с постседиментационными особенностями формирования (перераспределения массы солей) этого комплекса.

Как уже было отмечено выше, структура кровли гаурдакской свиты отличается от нижележащих горизонтов более спокойной тектоникой, что связано с компенсаций тектонических напряжений пластичными солями. Здесь вместо трех блоков наблюдается моноклиналь погружающаяся на юго-запад.

Соляно-ангидритовая толща, несмотря на внутренние движения (течения), тем не менее, создает надежную по всей площади месторождения покрывку для залегающей под ней нефтегазовой залежи.

Таким образом, общими особенностями строения продуктивной толщи на месторождении Кандым являются:

- разломно-блоковый характер строения складки и залежи;
- выдержанные по мощности толщины горизонтов XV и XVa (около 200 и 40 м соответственно);
- приуроченность залежи к аллохтонной части надвиговой структуры;
- наличие единой верхнеюрской кимердж-титонской соляно-ангидритовой покрывки;
- крайне неравномерное распределение коллекторов и разделяющих их уплотненных пород в плане и разрезе, носящих слоисто-линзовидный характер, массивно-пластовый тип залежи, широкое развитие трещиноватости, обеспечивающей гидродинамическую связь между секциями-блоками продуктивного разреза;

- сложный тип карбонатного коллектора обусловленный развитием пор, каверн и трещин;
- сильная тектоническая нарушенность продуктивных отложений;
- наличие тектонических экранов на севере (плоскость смесителя надвига) и востоке (плоскость сместителя сбросо-сдвига);
- высокая дизъюнктивная нарушенность продуктивных отложений.

1.2.4 Характеристика нефтегазоносности, строения и условий залегания продуктивных пластов

Согласно существующим представлениям рассматриваемое месторождение Кандым расположено в пределах нефтегазоносного района Юго-Западного Гиссара. Также месторождение Кандым относится к Бухара-Хивинскому нефтегазоносному району. Кандым входит в нефтяной проект Кандым-Хаузак-Шады. Местоположение нефтегазоносного района Юго-Западный Гиссар по отношению к другим нефтегазоносным районам Узбекистана показано на рисунке 6.

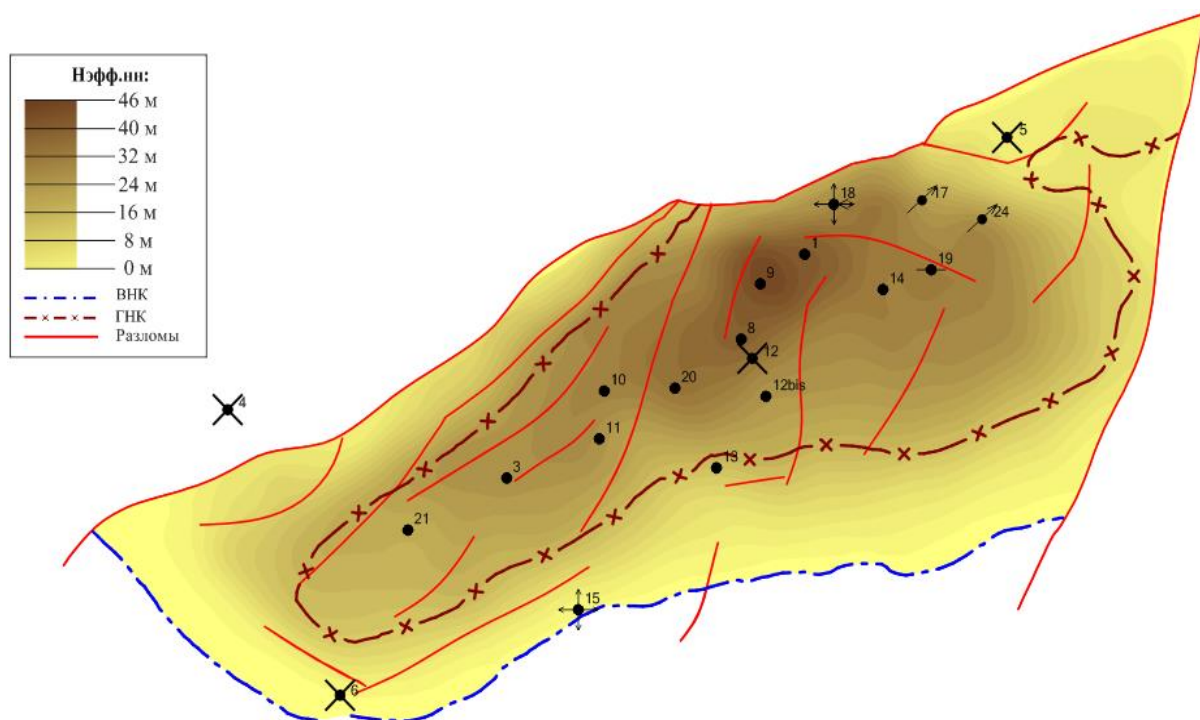


Рисунок 6 - Карта эффективных нефтенасыщенных толщин месторождения Гиссар

Продуктивные сульфатно-карбонатные отложения имеют в рассматриваемом районе повсеместное распространение и представляют собой комплекс фациально взаимосвязанных карбонатных, в меньшем объеме, сульфатных пород, мощность которых довольно стабильна и составляет в пределах описываемой площади 540-560м. Характерной особенностью разреза является его четко выраженное трехчленное строение.

Нижняя часть разреза представлена фациями открытого карбонатного шельфа и сложена преимущественно плотными, пелитоморфными, нередко глинистыми известняками. Средняя часть представлена более разнообразным генетическим комплексом карбонатных пород, среди которых преобладают водорослевые, обломочные известняки. Верхняя часть разреза представлена фациями зарифовой лагуны и сложена комплексом сульфатно-карбонатных пород с преобладанием последних.

Каждый из указанных элементов разреза отличается не только по литологическому составу слагающих их пород, но и по объему развитых в них коллекторов, их ФЕС. В соответствии со сложившимся в практике нефтегазоразведочных работ выделением промысловых горизонтов на месторождении Кандым в составе сульфатно-карбонатных отложений выделены XV, XVa и XVI горизонты.

Между собой пласты XV, XVa и XVI горизонтов подобны и не содержат перекрывающих покрышек, поэтому продуктивное тело представляет собой единый монолитный карбонатный массив в ловушке массивного типа. Запирающими элементами ловушки являются разрывные нарушения с боков и соляно-ангидритовая толща сверху. Отсюда УВ, заключенные в пластах XV и XVa, образуют единую флюидодинамическую систему.

Продуктивная толща характеризуется сложным строением по разрезу, носящим слоистый характер. Размещение коллекторов в объеме резервуара весьма неравномерное. Карбонатные коллекторы, слагающие залежь, представлены прослоями и линзами известняков (от 0,4 до 2,4 м), плотными, крепкими, темно- и светло-серыми, от средне- мелкозернистых до тонко- микрозернистых,

комковато-водорослевыми, местами доломитизированными, с различной степенью глинистости; в основной массе - низкопористыми (3 – 10,5 % и лишь в единичных случаях 17 – 19 %), слабопроницаемыми. Тип коллектора порово-трещинный и трещинно-поровый. Породы-коллекторы обоих типов развиты по всему разрезу продуктивных отложений, переходя по латерали из одного типа в другой. Выдержанных по площади плотных непроницаемых пластов в разрезе месторождения нет, все пласты гидродинамические связаны между собой и представляют единый массивный природный резервуар.

Краткие сведения о залежи горизонтов XV-XVa месторождения Кандым приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Краткие сведения о залежи горизонтов XV-XVa месторождения Кандым

Возраст	Глубина залегания пласта в своде, м		Абс. отметка ГНК, ВНК, м	Размеры залежи			Тип залежи
	Глубина	абс. отметка		длина, км	ширина, км	высота, м	
J ₃	2045,0	-1069,0	-1205,0	5,0	1,45	136	Массивно-пластовая, тектонически экранированная
			-1306,0	5,75	2,0	101	

Тип залежи месторождения – массивно-пластовая, тектонические экранированная с верхней границей по кровле продуктивных карбонатов и нижней – по подошве выделенных эффективных нефтенасыщенных толщин по скважинам на уровне ВНК.

На основе полученной структурной карты по кровле XV горизонта были намечены границы залежи: северная - по простирацию надвига, восточная – по простирацию взбросо-сдвига, западная и южная границы ограничиваются контуром ВНК на абсолютной отметке минус 1306м (рисунок 7).

Положение ВНК устанавливалось по материалам комплексной интерпретации материалов испытания и ГИС скважин № 1, 3, 5, 6.

В скв. № 1 интервал, из которого получена безводная нефть, перфорирован на глубине 2238-2226м. (-1262-1250м). Залегающие ниже пласты коллекторы, среди которых преобладают коллекторы трещинно-порового типа, интерпретируются как нефтенасыщенные до глубины 2284,5м. (-1307 м).

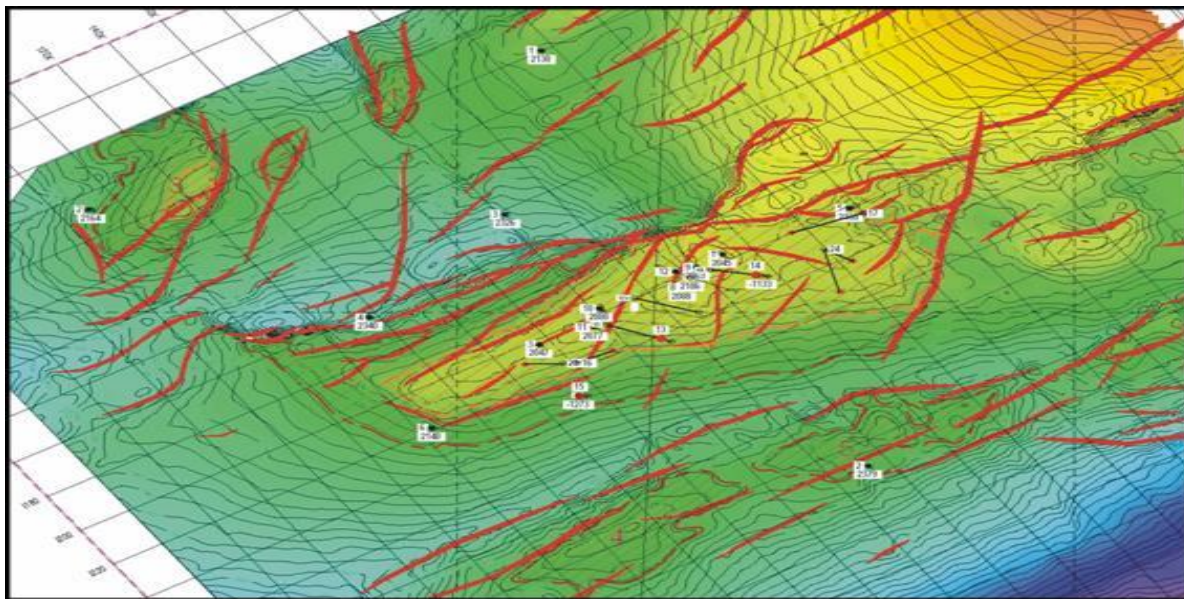


Рисунок 7 - Карта залежи и перспективных объектов XV горизонта

В скв. № 3 безводная нефть получена из интервала 2201-2182м. (-1306-1287,1 м). Подошва коллектора в нём находится на глубине 2198,7 (-1303,8 м). Залегающие ниже пласты интерпретируются как водонасыщенные. При испытании интервала 2232-2216м. (-1336-1320 м) получен обильный приток пластовой воды без признаков газа и нефти.

Слабый приток нефти в интервале 2276-2226м. (-1277-1227 м) получен в скв. № 5. Ниже по разрезу коллектора интерпретируются как нефтенасыщенные до глубины 2302,9м. (-1303,6 м). Кровля водонасыщенного коллектора отмечается на глубине 2306,0м. (-1306,7 м).

В скв. № 6 при испытании интервала 2164-2151 м. (-1305,1-1292,1 м) получен приток нефти с незначительным количеством воды ($Q_{н+в}=12,6\text{м}^3/\text{с}$). Ав-

торы подсчета запасов 1993г. объясняют присутствие воды в испытанном интервале заколонными перетоками из нижезалегающих водонасыщенных пластов.

В скв. № 2, испытанной в процессе бурения испытателем пластов на трубах, приток воды получен из интервала 2400-2365м. (-1337-1302м). Кровля водонасыщенного коллектора находится на глубине 2385 м. (-1319,82 м).

Ниже ВНК по данным ГИС и по результатам исследования экстракций УВ из керна наблюдается насыщение разреза отложений реликтовой (остаточной неподвижной) нефтью (скв. № 15). Многочисленные опробования в эксплуатационной колонне аналогичных интервалов ниже ВНК с подобным нефтенасыщением во всех случаях дали притоки пластовой воды без признаков нефти. Приведенные особенности нефтяной залежи (по составу и свойствам нефти и вмещающих пород) стали следствием сложной истории ее формирования и перестроения на разных этапах истории развития структуры и залежи. Негативная для формирования коллекторской емкости пород картина усугубляется еще и тем, что тяжелые фракции нефти в пустотном пространстве (поры, трещины) переходят в неподвижную форму и блокируют часть полезного объема рассматриваемого карбонатного коллектора. В результате при опробовании получены низкодебитные притоки нефти в нефтяной оторочке и пластовой воды в подстилающей водонасыщенной части.

Таким образом, приведённые данные позволяют с достаточной степенью обоснованности принять первоначальное гипсометрическое положение ВНК и ГНК на отметках минус 1306 м и минус 1205 м, соответственно.

Следует отметить, что анализ данных по вновь пробуренным скважинам показал изменение положения флюидальных разделов в процессе разработки месторождения. В ряде скважин (№№ 12-бис, 13, 14, 17, 21) при испытании пластов, расположенных гипсометрически выше ВНК, получены притоки пластовой воды. Так, например, в скв. № 13 почти с кровельной части XV-а горизонта с отметки минус 1219,6 м получен приток пластовой воды, а в скв. № 14 наряду с нефтью и газом отмечается приток пластовой воды из интервалов 2265-2259м. (-1218,6-1212,96м) и 2298-2291м. (-1250,08-1243,42 м), хотя с бо-

лее низких абсолютных отметок (-1272-1267м) здесь получен приток нефти. В скв. № 21 получен приток воды с абс. отметок -1222-1206м. Появление воды выше установленного раннее водонефтяного контакта, по-видимому, произошло за счёт прорыва её по системе трещин и разломов.

В тоже время получение безводного притока нефти в скв. № 24 с глубин 2291-2322м. (-1247-1278м), притока нефти в скв. № 19 с глубины 2315-2326м. (-1275-1286м), притока нефти в скв. № 18 из интервала 2189-2243м. (-1208-1262м), а также наличия продуктивных по ГИС коллекторов ниже этих отметок свидетельствует о незначительном подъеме ВНК, относительно ранее принятого.

1.2.5 Гидрогеологическая характеристика

Рассматриваемый район месторождения находится на территории юго-западных отрогов Гиссара, представляющей собой восточную часть обширного Амударьинского (Каракумского) артезианского бассейна с характерными для него особенностями.

Обнаженность в пределах юго-западных отрогов Гиссарского хребта практически всех водоносных горизонтов покровных образований, широкое развитие разрывных нарушений в подсолевых и надсолевых комплексах обусловили специфический гидрохимический облик пластовых вод, характеризующихся большим разнообразием типов, величины общей минерализации и микрокомпонентного состава. Это связано, прежде всего, со сложным взаимодействием инфильтрационных процессов с растворением солей на контактах последних с водоносными горизонтами в зонах развития разрывных нарушений.

На описываемой площади в разрезе осадочного чехла выделяются четыре регионально прослеживаемых водонапорных комплекса: юрский, неоком-аптский, альбсеноманский, надтуронский, разделенные регионально-выдержанными водоупорами: верхне-юрско-неокомским, представленным соляно-ангидритовой толщей кимеридж-титона и глинистой пачкой, залегающей в по-

дошве неокома, суммарная толщина которых в пределах описываемых площадей составляет около 400 м; глинистой толщей нижнего-среднего альба толщиной около 120 м; пачкой нижнетуронских глин толщиной примерно 170 м.

В составе выделенных водонапорных комплексов водовмещающими являются: в юрском - песчаники и алевролиты водоносных горизонтов терригенной формации средней-верхней юры и проницаемые разности известняков XVI, XVa и XV горизонтов карбонатной формации среднего келловоя - нижнего кимериджа, в неоком-аптском - песчаники и алевролиты XIV, XIII и XII горизонтов; в альб-сеноманском - XI, X, IX горизонты, сложенные песчаниками и алевролитами, в надтуронском - песчаники и алевролиты VIII горизонта.

Как и на большинстве площадей описываемого района, основное внимание на исследуемой площади при изучении гидрогеологических условий было сосредоточено на юрских карбонатных отложениях, которые являются регионально продуктивными, в том числе, на Кандымском месторождении. Юрские терригенные отложения на описываемом месторождении мало изучены, вследствие чего гидрогеологическая информация по ним отсутствует.

Водонасыщенность продуктивных отложений

Водонасыщенная часть продуктивного резервуара на рассматриваемой площади на начальный период вскрыта скв. № 1, 2, 3, 5, 6. При опробовании были получены в скв. № 1 два притока воды, в скв. № 2 один приток, в скв. № 3 три притока, в скв. № 5 два притока и в скв. № 6 три притока воды и два притока воды с нефтью. Всего по площади было получено 11 притоков воды. В скв. № 7, расположенной на сопредельной территории, получено 6 притоков воды.

Водопритоки данного резервуара по скважинам показывает разный дебит пластовой воды от 1-4 м³/сут (скв. № 1) до 180-250 м³/сут (скв. № 3, 6). Из 10 опробованных в колонне объектов, давших притоки вод, в 8 были получены самоизливающиеся воды дебитом от 3,8 м³/сут (24-мм штуцер) в скв. № 1, интервал 2366-2358 м до 250 м³/сут (10-мм штуцер) в скв. № 6 интервал 2352-2352 м.

В 2-х случаях дебиты вод рассчитаны по динамике притока в стволе скважины при отсутствии самоизлива вод.

Гидрохимическая характеристика

Сравнительная характеристика пластовых вод юрского водоупорного комплекса соседних площадей (Адамшат, Гумбак и др.) показывает на основании гидрохимических характеристик наличие 2 горизонтов; терригенный и карбонатный. По аналогии с соседними площадями между ними имеется много общего при наличии и существенных различий. Так на описываемом месторождении водоносный горизонт карбонатных отложений представлен смешанным типом вод: преимущественно сульфатно-натриевым и реже хлоркальциевым и хлормagneиeвым, при водах юрских терригенных отложений соседних площадей, представленных хлоркальциевым типом.

Следует отметить, что из всего количества проанализированных проб воды, а химическому анализу подверглись большинство полученных при опробовании проб воды за исключением трех (скв. № 5, интервал 2434-2428м., скв. № 6, интервалы 2164-2151м. и 2163-2150м.), целый ряд проб не характеризует пластовые воды, а представляют собой или смесь пластовой воды с фильтратом бурового раствора, или смесь бурового раствора с технической водой.

Содержания микрокомпонентов (йода, брома и бора)

На окончательном этапе исследований, учитывая обязательность точного соответствия плотности и минерализации, для пластовых вод юрского карбонатного горизонта было проведено сопоставление распределения плотности воды от величины её минерализации. Все анализы, оказавшиеся в доверительном интервале с 10 % погрешностью, признаны кондиционными.

Таковыми из 12 проанализированных проб являются 6. Следует отметить, что в число 12 проб не вошли три пробы воды, химические анализы по которым сделаны дважды из одного опробованного интервала.

Это пробы-дублиеры, единственные из всех проанализированных в которых полностью отсутствует йод.

Пять доверительных проб отобраны из объектов опробования, где получены самоизливающиеся воды, что подтверждает пластовый состав данных вод.

Минерализация

Из числа доверительных проб общая минерализация их колеблется от 69,1 г/л до 92,5 г/л при средней величине 82,6 г/л, которая близка к величинам общей минерализации юрского карбонатного водоносного горизонта на близлежащих месторождениях юго-западных отрогов Гиссара.

Отдельно стоят пробы воды, отобранные из скв. № 7, при приблизительно равной величине общей минерализации удельный вес проб воды оказался значительно выше, чем в доверительных пробах месторождения Кандым. Воды месторождения Кандым являются преимущественно сульфатно-натриевыми при величине равной приблизительно единице. Это говорит об их слабой метаморфизации.

Йод, бром и окись бора присутствуют в незначительном количестве и наряду с другими промышленно-ценными элементами рассматриваются в специальном разделе.

Газонасыщенность пластовых вод определена в 10 пробах, отобранных из скважин №№ 1, 3, 5, 6. При этом, как видно из таблицы 2, повышенной величиной газонасыщенности характеризуются пробы воды, отобранные из интервалов опробований, расположенных вблизи водонефтяного контакта, газонасыщенность в них достигает 6 см³/см³. С удалением от ВНК газонасыщенность пластовых вод закономерно снижается.

По составу газы метановые. Как видно из приведенных данных, наиболее высокая величина суммы тяжелых углеводородов - 19,05-19,35 об.% характерна для проб воды, отобранных вблизи залежи (скв. № 3, интервалы 2260-2252 м, 2232-2216 м).

Общее содержание водорастворенного органического вещества превышает фоновые значения, характерные для описываемого региона. Одновременно отмечается характерная особенность для газонефтяных залежей - увеличение количества водорастворенного органического вещества вверх по разрезу карбонатной толщи, с приближением к нефтегазовой залежи.

Таблица 2 – Сведения о газонасыщенности пластовых вод

№ Скважины	Горизонт	Интервал перфорации, м	Газонасыщен- ность, см ³ /см ³	Коэффициент газонасыщен- ности	Предельная газонасыщен- ность, см ³ /см ³
1	XV	2366-2358	1,224	0,7	1,75
1	XVI	2500-2492	0,2	0,1	1,9
3	XV	2232-2216	2,4	1,33	1,8
3	XV	2260-2252	4,166	2,25	1,85
3	XVa	2288-2280	1,603	0,82	1,95
5	XV	2434-2428	0,652	0,326	2
5	XV	2345-2335	2,05	1,05	1,95
5	XV	2236-2226	1,956	1,06	1,85
6	XVa	2352-2362	2,291	1,17	1,95
6	XV	2261-2284	6	3,16	1,9
6	XV	2202-2217	7,174	3,98	1,8
7	XVa	2148-2158	1,4	0,87	1,6
7	XVa	2108-2118	1,87	1,21	1,55
7	XV	2077-2101	0,411	0,26	1,55
7	XV	1995-2012	0,21	0,14	1,5
7	XV	1976-1985	0,21	0,14	1,45

1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

1.3.1 Физико-литологическая характеристика продуктивных горизонтов

Продуктивными на месторождении Кандым являются коллектора верхнеюрских карбонатных отложений (XV и XVa горизонты).

XVa горизонт представлен известняками, в отдельных скважинах (№№ 2, 7) доломитизированными известняками. Проницаемые прослои составляют от 37% до 98% от толщины горизонта и представлены как разностями, имеющими по ГИС характеристики гранулярного коллектора, так и породами, характеризующимися сложной структурой емкостного пространства. Однако доля коллекторов с признаками гранулярной пористости в этом горизонте преобладает над долей коллекторов сложного строения.

XV горизонт сложен известняками, ангидритизированными известняками и ангидритами, причем, доля последних значительно увеличивается в разрезе по мере приближения к кровле горизонта. Породы этого горизонта характеризуются более высокими показаниями естественной радиоактивности, природа которых не ясна. Возможно, в отдельных пластах это обусловлено повышением глинистости пород.

Проницаемые прослои составляют от 10,6 % до 52 % от толщины горизонта. Так же, как и коллекторы XVa горизонта, их можно разделить на две группы:

- породы, имеющие признаки гранулярной структуры, отнесенные к порово-трещинному типу коллектора;
- породы, имеющие сложное строение порового пространства, отнесенные к трещинно-поровому типу коллектора.

Доля коллекторов с признаками гранулярной структуры в описываемом горизонте соизмерима, а в отдельных скважинах и меньше, чем доля коллекторов со сложной структурной.

Приведенные данные позволяют обосновать следующие типы коллекторов, распространенных в пределах XV и XVa горизонтов месторождения Кандым:

- **трещинно-поровые коллекторы** - это породы, имеющие вторичную трещинную проницаемость и достаточную емкость, чтобы обеспечить стабильные притоки пластовых флюидов;
- **порово-трещинные коллекторы** - это породы, имеющие первичную гранулярную и вторичную трещинную проницаемость, емкость которых выше 5,0%, $K_{пр}$ - выше 0,1 мД в газоносной и 1 мД в нефте- и водоносной частях разреза;
- **трещинные коллекторы**, т.е. породы, емкость и проницаемость которых обеспечена за счет трещинной составляющей.

1.3.2 Анализ результатов исследований керна

Уверенное разделение коллекторов по структуре порового пространства возможно по комплексу данных ГИС, ГТИ, петрофизическим исследованиям и испытаниям лишь при наличии достаточной информации.

В материалах подсчета запасов 2010 года было использовано 36 образцов керна по трем скважинам №№ 1, 2, 3, а также приобщены результаты изучения керна вновь пробуренной скв. № 15, которые практически ничего нового в обосновании и выделении типов коллекторов не дали (табличное приложение П.3.21). Почти все образцы керна из этой скважины являются непроницаемыми, то есть, неколлекторами. Безусловно, для детального изучения свойств сложного объекта, каким являются карбонатные породы горизонтов XV и XVa месторождения Кандым, такого небольшого набора данных явно не достаточно.

Как следует из описания керна, продуктивные отложения XV горизонта сложены преимущественно комковато-водорослевыми и в меньшей степени водорослево-детритовыми, комковато-оолитовыми, микро-тонкозернистыми, от-

части мелкозернистыми известняками в различной степени глинистыми (от 2% до 25%), доломитизированными, с включениями диагенетического пирита 1 %.

Цемент порово-контактный, до базального, сложен, в основном, полупрозрачным, микро и тонко кристаллическим кальцитом слабо доломитизированными. В скважинах №№ 2, 6 разрез сложен зачаточными, водорослевыми, комковато-водорослевыми, детритово-обломочными, микро тонкозернистыми, отчасти мелкозернистыми известняками. В других скважинах №№ 1, 3 породы представлены чередованием ангидритов и известняков - глинистых комковато-водорослевых, комковато-оолитовых преимущественно средне-мелкозернистых известняков, существенно глинистых. По данным исследования шлифов в породах развиты преимущественно межзерновые, частично внутризерновые поры и трещины.

Разрез XVa горизонта сложен серыми, плотными, крепкими, трещиноватыми в различной степени доломитизированными известняками средне- мелкозернистыми, обломочными, обломочно-комковатыми, комковато-водорослевыми, водорослево- детритовыми, более доломитизированными (до 18% в отдельных образцах), участками слабо глинистыми. Плохая окатанность детрита в обломочных известняках свидетельствует о близости источника сноса (рифа).

Исследуемые породы в основном обладают низкими коллекторскими свойствами. Открытая пористость их меняется в пределах 0,2-10,2 % при среднем значении 1,69 %. Абсолютная проницаемость варьирует в пределах <0,01 - 41 мД, при среднем значении 1,78 мД.

Отсутствие корреляционных связей между пористостью и проницаемостью свидетельствует о сложном строении пустотного пространства коллекторов. Наличие значимой проницаемости 58 исследуемых образцов независимо от их пористости указывает на их трещиноватость.

Сопоставление коэффициентов открытой и трещинной пористости, приведенное на рис. 3.10 показывает, что в целом пористость трещин невелика, колеблется в пределах от 0,1 до 0,5 %, за исключением 2-х образцов, в которых

она достигает 0,7 и 1%, и практически не зависит от величины открытой пористости. Основное влияние трещиноватости отмечается в области коэффициентов пористости от 1 до 6,5 %. В области значений открытой пористости более 8% величина трещинной составляющей не превышает 0,3 %.

1.4 Свойства и состав пластовых флюидов

1.4.1 Физико-химические свойства пластовой нефти

Физико-химические свойства нефти XV горизонта для подсчета запасов были приняты на основании исследования одной глубинной пробы, отобранной в процессе опробования продуктивных отложений (интервал перфорации 2238-2226м (-1262-1250м)) в скв.№1.

В лабораторных условиях данная нефть была подвергнута однократному и ступенчатому сепарированию с изучением основных характеристик состава полученных проб.

Значения плотности нефти при пластовых и стандартных условиях приняты по результатам дифференциального разгазирования, соответствующих 794 и 834 г/см³.

Газосодержания в нефти по результатам дифференциального и контактного разгазирования имеют близко между собой значения, составляющие 123 и 129 м³/т соответственно. При этом промысловые испытания для скв. № 1, проведённые 27.05.1988 г, показали следующие значения газового фактора: 128,6 м³/т ($d_{шт}$ -2 мм) и 126,3 ($d_{шт}$ -8 мм), а в 20.08.1995 г - 156 м³/т ($d_{шт}$ -2,5 мм) и 149 м³/т ($d_{шт}$ -3,5 мм).

Исследования в 19.11.2001г. показали значительное увеличение газового фактора до 349,7 м³/т ($d_{шт}$ -4 мм). В то же время в скв. № 8 после стабильной работы на начальном периоде (1995-1996гг.) на уровне 129,34 м³/т ($d_{шт}$ - 3,0 мм).

В 2010г. подрядчиком ООО «ЛУОК» компанией МНТП «ГИПС» (г. Оренбург) выполнены отборы и лабораторные исследования глубинных проб

нефти на 4-х скважинах (№18, 20, 21, 24). Замеренные пластовые давления на этих скважинах оказались ниже начального и составляли от 22,4 до 23,4 МПа. По результатам дифференциального разгазирования получение свойства пластовой нефти в зависимости от давления (табл. 3,4 и рис 8).

Таблица 3 - Зависимость объемного коэффициента, вязкости нефти и газосодержания от давления по скв. 1, 3, 6.

Давление, МПа	Объемный коэффициент нефти, доли ед.	Вязкость нефти, мПа*с	Газосодержание, м ³ /м ³
0,6	1,001	1,564	1,1
0,9	1,02	1,543	4,2
1,8	1,03	1,481	10
4,5	1,04	1,31	24,2
8,1	1,05	1,113	43,4
15,3	1,103	0,802	77,6
22	1,14	0,589	102
25,8	1,141	0,587	120
27,7	1,13	0,62	120

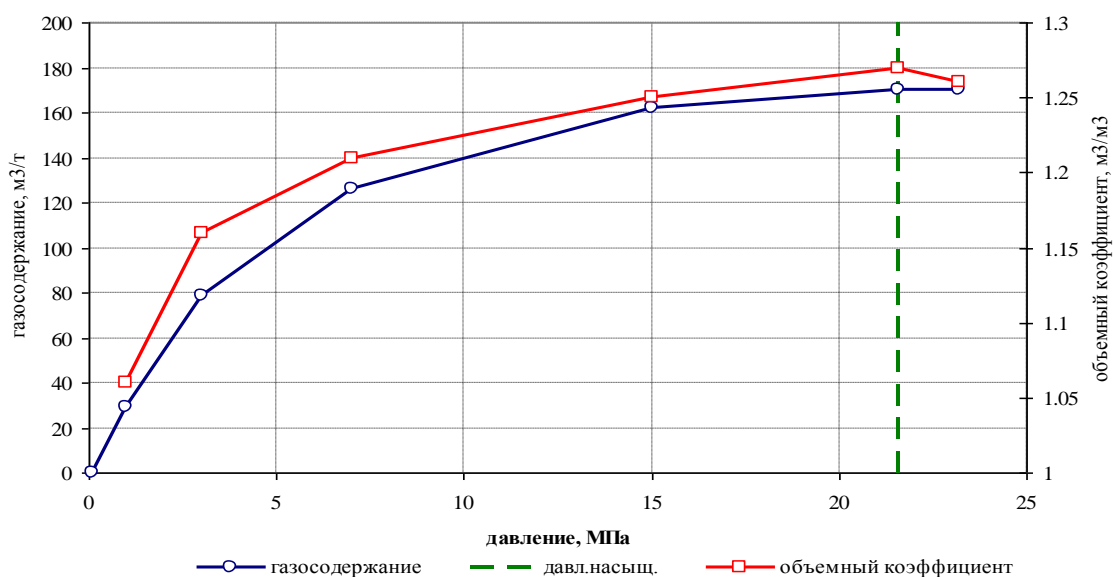


Рисунок 8 - Изменение объемного коэффициента и газосодержания от давления по скважине № 18

Таблица 4 - Зависимость объемного коэффициента и газосодержания о давления по скв. 18

Давление, МПа	Объемный коэффициент нефти, доли ед.	Газосодержание, м ³ /т
0,1	1	0
1	1,06	28,89
3	1,16	78,81
7	1,21	126,22
15	1,25	161,7
21,58	1,26	169,9

Средней газонасыщенность пластовой нефти по данным скважинам составила 141,9 м³/т, что несколько превышает значение газонасыщенности нефти скв. № 1 (123 м³/т). Давление насыщения нефти также оказалось ниже начального пластового и в среднем составило 20,3 МПа. Определенный объемный коэффициент нефти по данным скважинам составил 1,22 против 1,13 по скв. №1.

На основе подсчета запасов в данной работе - по XV горизонту принимаются следующие параметры нефти, соответствующие утвержденным подсечным параметрам:

- пересчетный коэффициент – 0,885 доли ед.;
- плотность нефти – 834 г/см³;
- газосодержание – 123 м³/т.

Таблица 5 - Физико-химические свойства пластовой нефти по скважинам месторождения Кандым

Продук- тивный горизонт	Номер скважины	Пластовое давление, МПа	Пластовая темпера- тура, оС	Давление насыще- ния, Мпа	Газосодержа- ние, м3/т	Объемный коэффициент, доли ед.	Плотность нефти в пла- стовых усло- виях, г/см3/ то же в стан- дартных условиях	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с
XV	1	26.2	82	22.2	123	1.13	0.794 / 0.842	-
XV	18	23.2	88	21.58	169.9	1.26	0.762 / 0.833	1.54
XV	20	22.98	86.7	21.6	173.3	1.26	0.762 / 0.831	1.55
XV	21	22.38	87.2	19.11	114.8	1.16	0.769 / 0.8415	1.71
XV	24	23.4	89	18.93	109.4	1.21	0.763 / 0.841	1.62

1.4.2 Состав нефтяного газа

Содержание метана в составе газа составляет в среднем 76,0 % мольн. Содержание высокомолекулярных гомологов метана в составе газа в среднем составляет: этана - 12,2 % мольн., пропана - 3,64 % мольн., суммы бутанов – 3,1 % мольн. Содержание фракции C_5 и выше составляют 1,96 % моль. Содержание неуглеводородных компонентов в составе растворенного в нефти газа колеблется в пределах: азота - 0,84-2,2 % мольн., углекислого газа – 0,76-1,26 % мольн., сероводорода – 0,002-0,011 % мольн. Содержание гелия и водорода в составе газа не определялось. Абсолютная плотность нефтяного газа составляет 0,91 кг/м³.

1.4.3 Состав и свойства свободного газа

Физико-химические свойства свободного газа данного месторождения определялись по результатам исследования поверхностных проб газа из трёх объектов скв. № 1 и двух объектов скв. № 3. Общее количество проб, отобранных и изученных в лабораториях ИГИРНИГМ и ПГО «Узбекнефтегазгеология», по данному месторождению составило пять. Среднее содержание метана в составе газа составляет 87,39 % моль. Содержание высокомолекулярных гомологов метана в составе газа составляет: этана - 5,7 % моль, пропана - 1,26 % моль, суммы бутанов – 0,66 % моль. Содержание группы C_5 и выше составляет 1,93 % моль. Содержание неуглеводородных компонентов в составе свободного газа составляет: азота - 2,28 % моль, углекислого газа - 0,63 % моль. Содержание гелия и водорода в составе газа не определялось. Содержание сероводорода в составе газа установлено на уровне 0,15 %. Низшая теплота сгорания данного газа составляет 37,231 МДж/м³, низшее число в обе составляет 45,827 МДж/м³. Физические свойства и компонентный состав свободного газа продуктивного горизонта приведены в таблице 6,7.

Таблица 6 - Физические свойства и компонентный состав свободного газа продуктивного горизонта месторождения Кандым

Продуктивный горизонт	Количество исследованных		Пластовое давление/ критическое, МПа	Пластовая температура/ критическая, °С	Приведенное давление, МПа	Приведенная температура, °С	Коэффициент сверх-сжимаемости, доли ед.	Поправки		Объемный коэффициент пластового газа, доли ед.
	скважин	проб						на отклонение от закона Бойля-Мариота	на температуру	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
XV	2	5	263,3/46,71	354,6/205,46	–	–	0,91	1,09	0,826	–

Таблица 7 - Физические свойства и компонентный состав свободного газа продуктивного горизонта месторождения Кандым

Плотность абсолютная, кг/м3	Содержание мольное, % (г/м3)											
	метана	этана	пропана	бутанов	пентана+ высшие	сероводорода	гелия	аргона	углекислого газа	азота	парафина	других полезных компонентов
12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
н.д.	87,39	5,7	1,26	0,66	1,93	0,15	-	-	0,63	2,28	-	-

1.4.4 Содержание сероводорода в составе газа

На данном месторождении были проведены специальные исследования по установлению содержания сероводорода в газовых средах продуктивных отложений. В качестве объектов исследования были выбраны пять газоконденсатных и два нефтяных, расположенных в двух скважинах.

Исследованию подверглись все газовые фракции дегазации конденсата, самого конденсата и пластового газа.

Анализ полученных данных показывает на их близость по всем позициям для всех исследованных объектов.

В среднем концентрация сероводорода в пластовом газе скважин №№ 1 и 3 составляет 0,15 % (2,15 г/м³), что указывает на единую газоконденсатную систему данного месторождения. Данное содержание сероводорода в пластовом газе соответствует 2,02 г элементарной серы в 1 м³ газа при стандартных условиях. Сероводородность сырого конденсата составляет от 0,46 до 0,55 % при среднем значении 0,5 %, что выше значений для пластового газа. Содержание сероводорода в отсепарированном газе нефтяных залежей, полученном на выходе его из промыслового трапа, составляет в среднем 0,44 %. Это хорошо согласуется с результатами дифференциального разгазирования глубинной пробы, показавшей аналогичные результаты. Между тем, на основании проведённых исследований, отмечается повышенное содержание сероводорода в нефти по отношению свободного газа. Этот факт может быть объяснён за счёт большей растворимости сероводорода в нефти, чем в газе.

1.4.5 Физико-химический состав пластовых вод

Химические анализы вод имеются по пробам скважины № 1 (2 анализа), скважины № 2 (1 анализ), скважины № 3 (5 анализов), скважины № 5 (1 анализ) и скважины № 6 (6 анализов), скважины № 7 (6 анализов), скважины № 12 (3

анализа), скважины № 10 (1 анализ), скважины № 18 (1 анализ) и скважины № 20 (1 анализ). Всего было проанализировано 27 проб пластовой воды.

Анализы воды выполнялись в Центральных лабораториях объединений «Узбекнефтегазгеология», «Ташкентгеология», компанией МНТП «ГИПС», ОАО «УзЛИТИнефтьгаз» и ХАЛ ООО «ЛУОК», определение содержания микрокомпонентов в водах - в ЦЛ объединения «Ташкентгеология».

Микрокомпонентный состав пластовых вод изучен на основании результатов исследований 4 проб, отобранных при опробовании скважин № 3 и № 6 в процессе проведения поисково-разведочных работ.

Данные пробы исследовались на присутствие в них девяти редких элементов и окислов. Из них четыре элемента (литий, рубидий, цезий и стронций) были определены в лаборатории объединения «Ташкентгеология». Полученные результаты по содержанию микроэлементов в пластовой воде представлены в таблице 8.

Таблица 8 - Микрокомпонентный состав пластовых вод XV горизонта

№ скв	Интервал перфорации, м	Содержание микрокомпонентов, мг/л										
		J	Br	B ₂ O ₃	Li	C s	Rb	Sr	W	CO ₂	H ₂ S	SiO ₂
10	2201-2196	0,79	16,24	12,04	-	-	-	-	-	70	0	40
10	2232-2216	2,16	15,72	12,04	-	-	-	-	-	62	0	48
10	2260-2252	0	10,95	5,2	0,91	0	0,1	44,3	0,002	н.о.	0	4
12	2345-2335	0,46	1,4	3,5	-	-	-	-	-	176	0	20
21	2217-2202	0	13,57	6,95	0,89	0	0,1	42,46	0,004	н.о.	0	1
21	2284-2261	0,79	15,1	6,9	1,6	0	0,22	57,2	н.о.	141	16	18
21	2362-2352	0,94	17,61	17,2	1	0	0,25	45,9	н.о.	18	н.о.	18
24	2101-2077	0	17,6	8,7	-	-	-	-	-	123	0	18
24	2062-2039	0	24,7	3,4	-	-	-	-	-	132	0	24
24	2012-1995	0,48	24,7	27,8	-	-	-	-	-	114	0	24
24	1985-1976	0,95	24,3	16,67	-	-	-	-	-	123	11	6

Из результатов химических анализов видно, что пластовые воды характеризуются, по сравнению с минимально допустимыми концентрациями, значительно низким содержанием компонентов: йода - 0,46 - 2,16; брома 1,4-24,7; окиси бора 3,4 -27,8; лития 0,89 - 1,6; рубидия 0,1 - 0,25; стронция 42,46-57,2 мг/л, а цезий отсутствует. В связи с этим пластовые воды не могут служить источником гидроминерального сырья для химической промышленности.

Так на описываемом месторождении водоносный горизонт карбонатных отложений представлен смешанным типом вод: преимущественно сульфатно-натриевым и реже хлоркальциевым и хлормagneиевым, при водах юрских терригенных отложений соседних площадей, представленных хлоркальциевым типом. Пластовые воды характеризуются температурой 76-91°C, т.е. относятся к группе среднепотенциальных естественных теплоносителей. При опробовании скважины № 6 в интервале 2362-2352 м, получен сравнительно высокий приток пластовой воды с дебитом 250 м³/сут, температурой 91°C и минерализацией 80,201 г/л.

Из числа доверительных проб общая минерализация колеблется от 69,1 г/л до 92,5 г/л при средней величине 82,6 г/л, которая близка к величинам общей минерализации юрского карбонатного водоносного горизонта на близлежащих месторождениях юго-западных отрогов Гиссара.

Газонасыщенность пластовых вод определена в 10 пробах, отобранных из скважин №№1, 3, 5, 6. Повышенной величиной газонасыщенности характеризуются пробы воды, отобранные из интервалов опробований, расположенных вблизи водонефтяного контакта, газонасыщенность в них достигает 6 см³/см³. С удалением от ВНК газонасыщенность пластовых вод закономерно снижается.

2 Анализ текущего состояния разработки месторождения Кандым

2.1 Основные этапы проектирования разработки месторождения

Действующим проектным документом на разработку рассматриваемого месторождения является «Технологическая схема разработки месторождения Кандым», выполненная ОАО «УзбекНИПИнефтегаз» в 1997г.

Технологическая схема разработки составлена с целью выбора оптимального варианта разработки месторождения. В проектном документе рассмотрено семь вариантов разработки, отличающихся уровнями годовых отборов, количеством эксплуатационных скважин и их конструкциями, наличием или отсутствием системы ППД.

На техническом совещании при Главном геологе НПУ «Каршинефть» в связи с отсутствием на тот момент возможности проводки наклонно-направленных скважин принят базовый вариант разработки, характеризующийся следующими показателями:

- фонд добывающих скважин – 9;
- максимальный проектный уровень добычи нефти – 56,4 тыс.т достигается в 2000г.;
- максимальный проектный уровень добычи жидкости – 56,4 тыс.т;
- накопленная добыча нефти за прогнозный период – 582,4 тыс.т;
- накопленная добыча жидкости за прогнозный период – 786,3 тыс.т;
- конечный коэффициент извлечения нефти – 0,093

В протоколе ЦКР от 04.07.2008г. по продлению срока действия проектных документов «Технологическая схема разработки месторождения Кандым» и «Проект пробной эксплуатации нефтяной залежи месторождения Кошкудук» утверждены следующие положения, касающиеся месторождения Кандым :

«1. Оператору завершить в II кв. 2009г. создание геологической и гидродинамической моделей месторождения Кандым. Модели должны учитывать отличие строения месторождения от ранее принятых представлений с учетом

результатов бурения в последний период и материалов интерпретации 3D сейсмических исследований. До конца 2009г. оператору необходимо провести цикл общих и специальных исследований керна новых скважин, исследования пластового флюида, с целью уточнения петрофизической и флюидалной моделей месторождения. На основе полученных моделей в срок до конца II кв. 2010г. оператору реализовать мероприятия по пересчету запасов и созданию современного проектного документа по разработке месторождения Кандым.

2. Проводить до завершения работ по п.1 разработку месторождения Кандым в режиме ОПЭ, с поэтапным строительством новых скважин. При этом фонд наклонно-направленных и горизонтальных скважин в режиме ОПЭ не должен превышать соответствующего фонда первого варианта «Технологической схемы разработки» (максимум 9 скважин, спроектированных с минимальным вскрытием газовой шапки)».

Постановляющая часть пункта 1 протокола, касающаяся выполнения работ по Пересчету запасов, исследованиям керна (скв. №15) и пластовых флюидов (скв. №№ 18, 20, 21, 24) новых скважин, выполнена. ООО «Волгоград-НИПИморнефть» выполнен отчет «Подсчет запасов нефти, газа и конденсата на основе трехмерной геологической модели, «Кандым» по состоянию на 01.07.2009г. Пересчет запасов утвержден на заседании Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых при Государственном комитете Республики Узбекистан по геологии и минеральным ресурсам (протокол № 437 от 25 ноября 2010г.).

2.2 Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом

Месторождение Кандым введено в разработку в апреле 1984г. на основании проекта пробной эксплуатации. В период с 1998г. по 2010г. фактические и проектные показатели разработки существенно разнились. Ниже приведен анализ этих отклонений, выявлены причины их несоответствия.

Фактические показатели за период с 1998г. по 2010г. сравниваются с базовым вариантом «Технологической схемы разработки месторождения Кандым» 1997г.

Несоответствие проектных и фактических уровней добычи нефти вызвано остановками промысла в период фонтанирования скважины №12 и из-за смены операторов, последствиями аварии на скважине №12, а также отставанием по количеству добывающих скважин вплоть до 2009г.

Согласно Технологической схеме разработки максимальный проектный фонд в количестве 9 добывающих скважин достигается в 2000г. По факту разработка месторождения до мая 2000г. осуществлялась тремя скважинами (№ 1, 3, 8). В процессе эксплуатации до 2000г. месторождение дважды останавливали из-за смены операторов, в 1995г. на пять месяцев и в период 1996-1998 гг. на 19 месяцев.

2.3 Характеристика отборов нефти, газа и воды

Месторождение Кандым введено в разработку в апреле 1991г. на основании проекта пробной эксплуатации. Динамика технологических показателей разработки залежи XVa и XV горизонтов месторождения Кандым приведена в таблице 9 и представлена на (рисунок 9).

Таблица 9 - Технологические показатели разработки залежи XVa и XV горизонтов месторождения Кандым

Годы	Годовая добыча нефти, тыс.т	Годовая добыча жид-ти, тыс.т	Накоп. добыча нефти, тыс.т	Накоп. добыча жид-ти, тыс.т	Годовая добыча газа, млн.м3	Накоп. добыча газа, млн.м3	Годовая закачка воды, тыс.т	Накоп. закачка воды, тыс.т	Обводненность, %	Газов. фактор, м3/т	КИН, доли ед.	Пласт. давл. в зоне скв., МПа	Фонд добыв. скв., ед.	Фонд нагн. скв., ед.	Средний дебит по скв., т/сут	
															нефти	жидк-ти
1991	7,23	7,23	7,23	7,23	1,98	1,98	-	-	0,0	273,5	0,002	26,4	2	-	22,9	22,9
1992	9,42	9,42	16,65	16,65	2,29	4,27	-	-	0,0	243,0	0,005		2	-	18,8	18,8
1993	10,56	10,57	27,20	27,22	3,25	7,52	-	-	0,1	307,9	0,009		3	-	14,2	14,2
1994	13,93	14,04	41,13	41,25	2,47	9,98	-	-	0,8	177,0	0,013		3	-	12,7	12,8
1995	7,81	8,13	48,94	49,38	1,11	11,09	-	-	4,0	142,2	0,016	23,6	3	-	12,5	13,0
1996	10,36	10,68	59,30	60,06	1,46	12,55	-	-	3,0	141,1	0,019	23,6	3	-	11,6	11,9
1997	0,00	0,00	59,30	60,06	0,00	12,55	-	-	-	-	0,019		-	-	-	-
1998	4,02	4,05	63,32	64,11	0,55	13,10	-	-	0,7	135,9	0,020		3	-	10,9	10,9
1999	14,87	15,84	78,19	79,95	2,13	15,23	-	-	6,1	143,4	0,025		3	-	14,4	15,3
2000	26,00	28,27	104,18	108,22	4,02	19,25	-	-	8,0	154,7	0,033	23,8	5	-	20,1	21,8
2001	40,80	45,12	144,99	153,34	5,86	25,11	-	-	9,6	143,6	0,046	23,1	5	-	22,6	25,0
2002	35,92	45,37	180,90	198,71	4,35	29,46	-	-	20,8	121,1	0,058	23,3	5	-	21,0	26,5
2003	28,37	46,48	209,27	245,18	3,34	32,80	-	-	39,0	117,8	0,067	23,5	7	-	15,3	25,1
2004	11,76	42,39	221,03	287,57	288,00	320,80	-	-	72,3	24492,8	0,070	23,0	7	-	17,2	62,0
2005	0,00	0,00	221,03	287,57	0,00	320,80	-	-	-	-	0,070		-	-	-	-
2006	0,00	0,00	221,03	287,57	0,00	320,80	-	-	-	-	0,070		-	-	-	-
2007	2,68	7,83	223,72	295,40	0,27	321,07	-	-	65,7	100,6	0,071	24,0	5	-	5,0	14,6
2008	5,59	20,58	229,31	315,98	0,43	321,50	-	-	72,8	76,9	0,073		6	-	5,6	20,7
2009	41,56	73,87	270,87	389,85	6,21	327,71	12,82	12,82	43,7	149,4	0,086	23,1	9	1	21,7	38,5
2010	99,55	180,15	370,41	570,00	11,53	339,24	80,55	93,37	44,7	115,8	0,118	23,0	13	1	27,6	49,9
6 мес. 2011	47,44	112,06	417,86	682,06	6,05	345,29	64,99	158,37	57,7	127,5	0,133		13	1	21,6	51,0

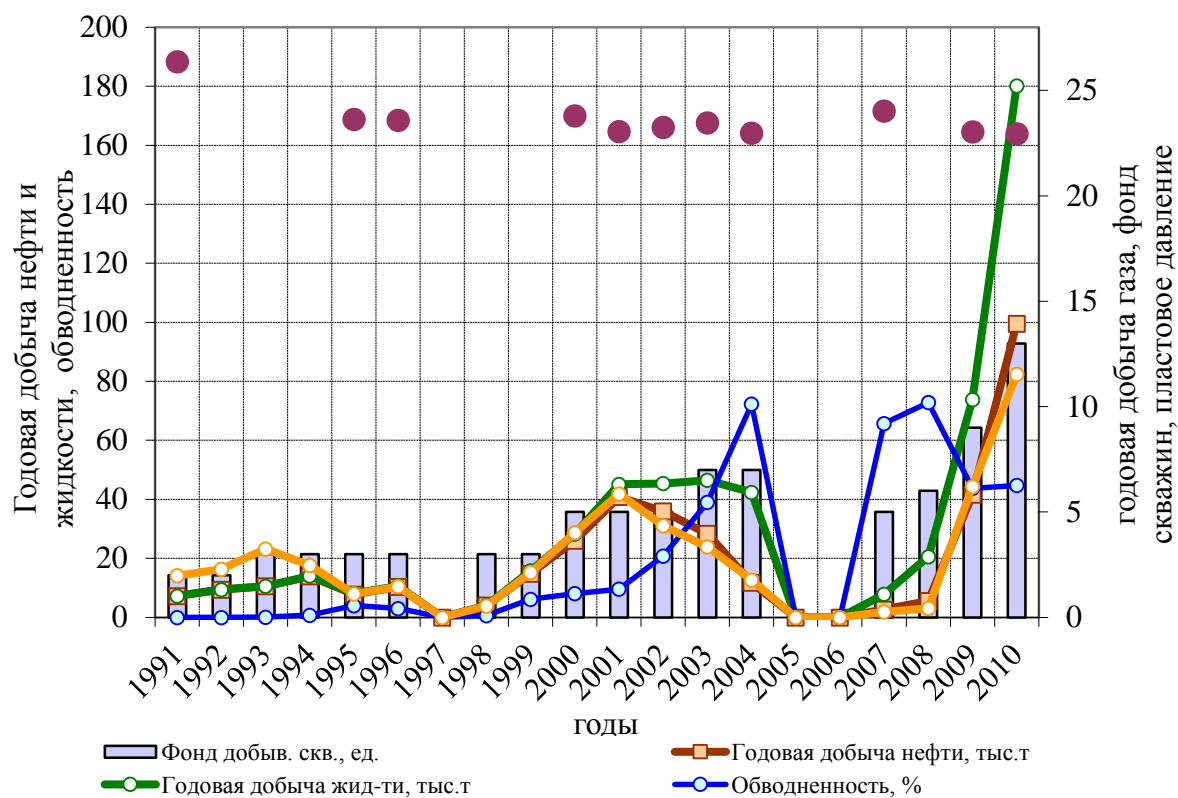


Рисунок 9 - Основные показатели разработки по месторождению Кандым

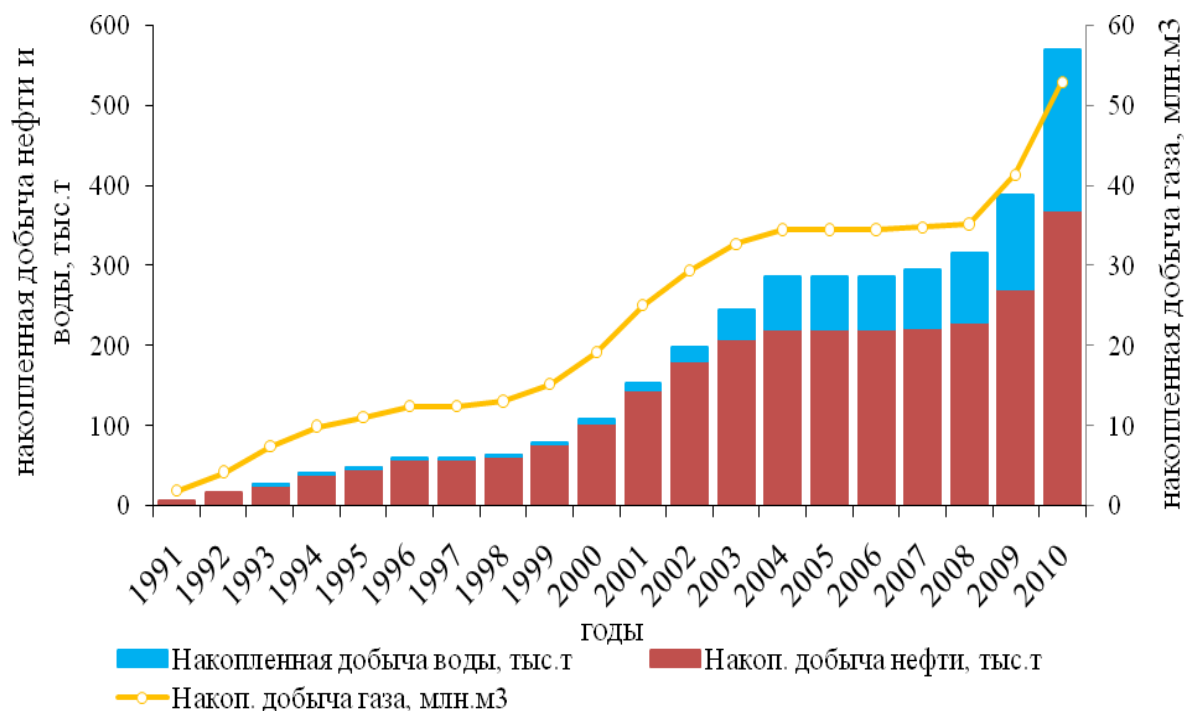


Рисунок 10 – Динамика накопленной добычи нефти, воды и газа по месторождению Кандым

Скважина 18

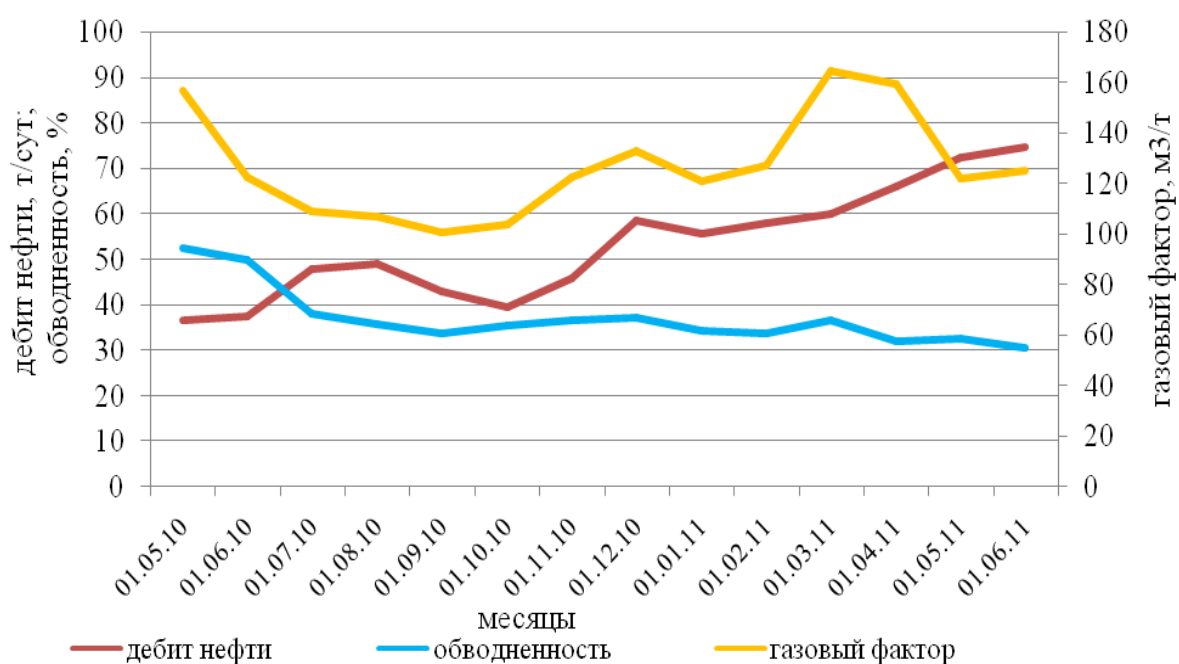


Рисунок 11 – Динамика дебита нефти, обводненности и газового фактора скв. № 18

Скважина 20

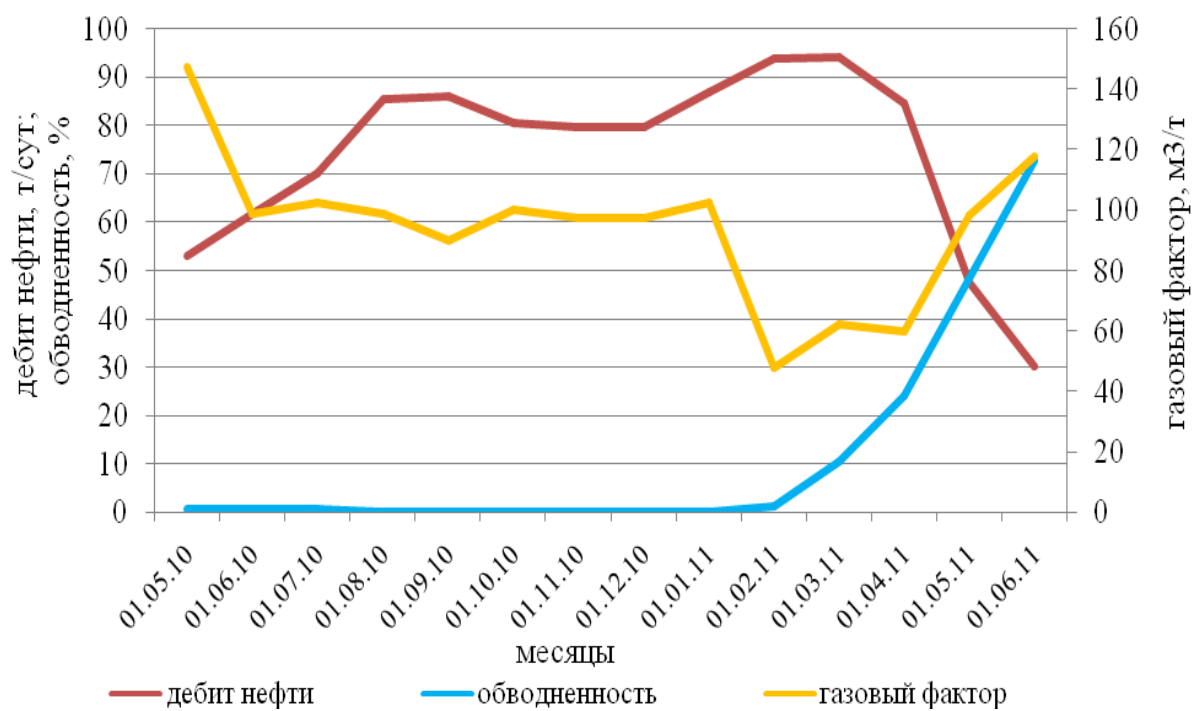


Рисунок 12 – Динамика дебита нефти, обводненности и газового фактора скв. №20

Скважина 21

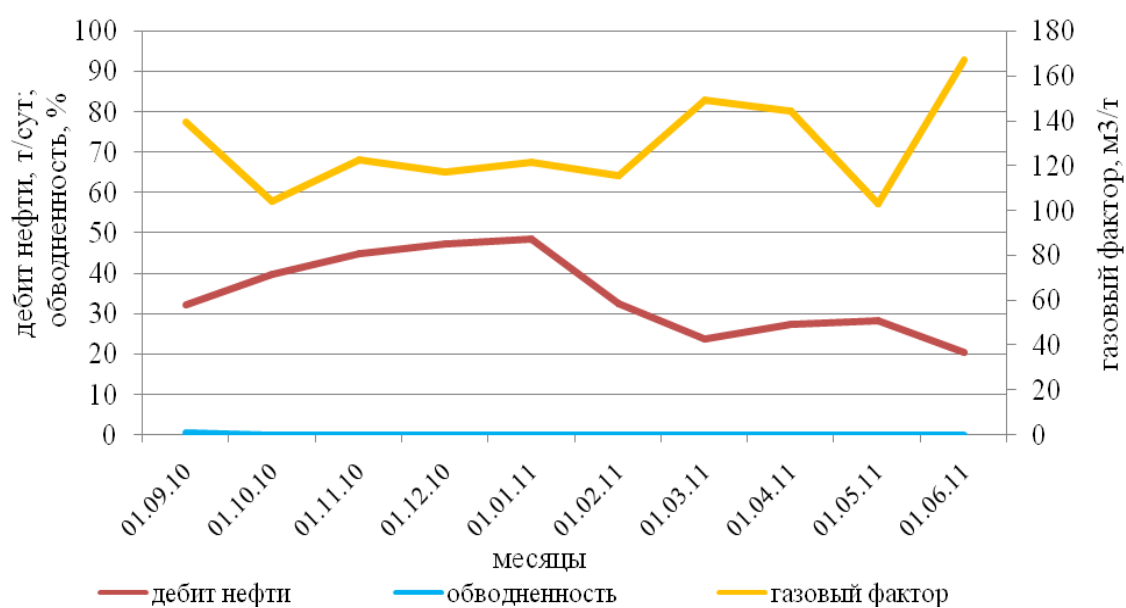


Рисунок 13 – Динамика дебита нефти, обводненности и газового фактора скв. № 21

Скважина 24

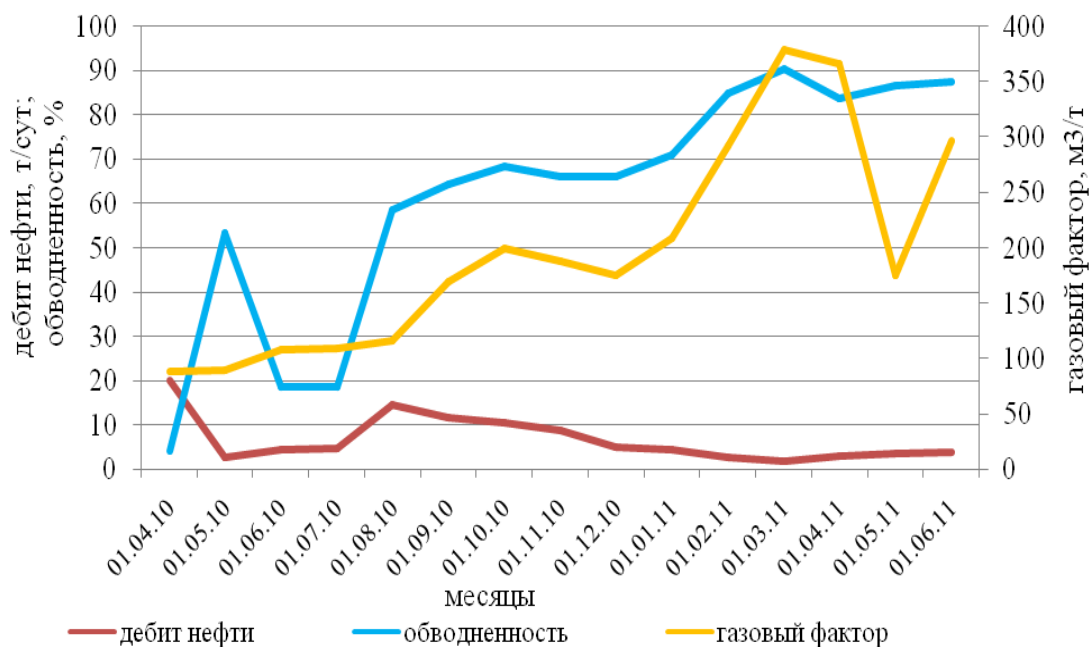


Рисунок 14 – Динамика дебита нефти, обводненности и газового фактора скв. № 21

В разработке залежи условно выделяются четыре этапа: первый, длящийся до 2000г, в этот период разработка велась тремя разведочными скважинами (№№ 1, 3, 8).

В процессе эксплуатации до 2000г. месторождение дважды останавливали из-за смены операторов, в 1995г. на пять месяцев и в период 1996-1998 гг. на 19 месяцев. За этот период среднемесячные дебиты варьировались от 0,5 т/сут (скв. №3 в декабре 1998г.) до 33,6 т/сут. (скв. № 1 в октябре 1991г.). В первые три года эксплуатации обводненность была нулевая.

Вода появилась только в продукции скважины № 3 с октября 1993г., и к концу рассматриваемого периода достигла 80%; дебит при этом снизился с 21,1 т/сут до 1,7 т/сут. Нижние дыры интервала перфорации в скважине № 3 на 10 м выше ВНК, полученная вода, указывала на прорыв подошвенных вод, по результатам ПГИ (март 2002г.) установлено, что источником обводнения является интервал 2185,2-2190м.

Среднегодовые дебиты нефти за этот период постепенно снижались с 22,9т/сут. в 1991г. до 10,9т/сут в 1998г. Обводненность в это время связана только со скважиной № 3. В этот год скважины вводились после второй консервации и проработали незначительный период времени, также видимо проводились мероприятия по выводу скважин на режим, что показали дебиты несколько меньшие, чем в 1999г. В 1999г. скважины отработали целый год, что вызвало соответственно рост добычи.

Среднегодовой газовый фактор в начальный период разработки достигал 307,9 м³/т (1993г.) и к концу рассматриваемого периода установился на уровне 135,9-154,7 м³/т. Высокое содержание газа в продукции скважин №№ 1 и 3 отмечалось с первых дней их работы. По результатам ПГИ скважины №3 (март 2002г.) перетоки свободного газа отмечаются по заколонному пространству в интервалах 2126-2112м, 2064-2050м, а также установлена негерметичность пакера в эксплуатационной колонне. В скважине №1 имеют место те же причины повышенного газового фактора.

Второй период связан с началом разбуривания залежи в 2000г. С 2000 по 2003гг. было введено 4 скважины №№ 9, 10, 11 и 12. На последней скважине в процессе цементаж хвостовика эксплуатационной колонны произошел выброс пластового флюида, и началось открытое фонтанирование. В этот период происходил рост добычи среднего дебита по скважинам, что связано с вводом новых скважин. В этот же период начинается рост обводненности с 8,0 до 39%.

Скважина № 9 введена в эксплуатацию в июне 2000г. фонтанным способом с начальным безводным дебитом 27,0 т/сут, с рабочим газовым фактором 146,4 м³/т. Эксплуатация скважины осуществлялась с помощью фильтра, установленного в интервале 2240-2265м. Вода в продукции скважины появилась через восемь месяцев работы, и в сентябре 2002г. обводненность достигла 54,7%, при этом дебит нефти снизился до 3,4 т/сут. В декабре 2002г. скважина перестала фонтанировать. По заключению ПГИ (январь 2003г.) интервал 2264-2248м практически обводнен и является источником поступления воды в скважину. На скважине проведен капитальный ремонт по изоляции обводненного интервала установкой цементного моста и перфорация в интервалах 2244-2241м, 2228-2220м, 2215-2212м, в результате чего получен приток безводной нефти дебитом 13,8 т/сут (февраль 2002г.). Вода в продукции скважины вновь появляется через 7 месяцев в августе 2003г., и в марте 2004г., когда скважина перестала фонтанировать после аварии на скважине №12, обводненность составила 15,7%.

Скважина № 10 вступила в эксплуатацию в октябре 2000г. с начальным дебитом безводной нефти 29,4 т/сут, начальный промысловый газовый фактор составил 150 м³/т. Эксплуатация скважины осуществлялась с помощью фильтра, установленного в интервале 2200,6-2235м. В сентябре 2002г. в продукции скважины появилась вода в количестве 2,8%, дебит нефти снизился до 19,8 т/сут.

С целью увеличения дебитов нефти, в ноябре 2002г, была проведена солянокислотная обработка, в результате которой дебит жидкости достиг 60 м³/сут, обводненность возросла до 98%. Для изоляции водопритока, в декабре

2002г, был проведен капитальный ремонт скважины, в результате которого дебит нефти составил 8-10т/сут, а средняя обводненность – около 75%.

В октябре 2003г. проведен повторный капитальный ремонт скважины по изоляции водопритока, в результате которого установлен цементный мост до глубины 2225м, проведен перестрел интервала 2208-2196м и дострел интервала 2188-2183м. В результате выполненных работ получен приток безводной нефти дебитом 7,8 т/сут. По материалам ПГИ (от 25.10.2003г.) скважины №10 установлено, что основным источником поступления нефти в скважину служит верхний интервал перфорации 2188-2183м, в меньшей степени нефть поступает в скважину с интервала 2198-2201,6м.

Скважина прекратила фонтанировать после аварии на скважине №12 в марте 2004г. практически при нулевой обводненности.

Последней в этот предаварийный период в эксплуатацию вступила скважина № 11. Скважина окончена бурением 30.04.2001г. В период освоения получен приток газа с небольшим количеством нефти. По материалам АКЦ было установлено, что за колонной отсутствует сцепление цементного камня с породой и с колонной. Ремонтные работы с целью ликвидации притока свободного газа в нефтяную часть залежи на скважине были начаты только в июле 2003г. После проведения работ по капитальному ремонту, был получен приток нефти дебитом 6,8 т/сут с обводненностью – 6,4% через фильтр установленный в интервале 2223-2188,6 м. Скважина работала нестабильно, с пульсацией, и дебит нефти снизился до 3-4т/сут. с обводненностью 13,5-31,7%. Авария на скважине № 12 привела к прекращению фонтанирования скважины.

После аварии на скважине № 12 все скважины были остановлены. Ввод скважин начали проводить в 2007г.

Третий период вызван аварией на скважине № 12 в декабре 2003г., приведшей к росту обводнения скважин, снижению давления в зоне скважин и прекращения их фонтанирования.

Четвертый период, начавшийся в 2007г. восстановлением скважин из бездействия и бурением новых скважин, продолжается по настоящее время.

В 2007г. из бездействия были введены 5 скважин (№ 1, 8, 9, 10, 11). Скважины № 1, 10, 11 работали непродолжительное время не более трех месяцев, после чего прекратили фонтанировать. Средний дебит нефти скважин в 2007г. составил 5 т/сут, обводненность – 65,7%.

В 2008г. продолжены работы по вводу скважин из бездействия. После капитального ремонта введена скважина №3, непродолжительное время после ремонта работала скважина № 1. Из бурения в эксплуатацию введена скважина №14. В результате чего годовая добыча нефти увеличилась до 5,59 тыс.т. Среднегодовой дебит нефти составил 5,6 т/сут, обводненность 72,8%.

В 2009г. в эксплуатацию введены новые скважины из бурения (№№ 12бис, 17, 19) и бездействия после капитального ремонта (№№ 10, 11). По скважинам №№ 10, 11 также проведены СКО. Кроме того, была проведена ремонтно-изоляционная работа и дострел скважины №8. В результате этих мероприятий, а также за счет добычи из переходящих скважин, годовая добыча нефти составила 41,56 тыс.т. Среднегодовой дебит нефти увеличился до 21,7 т/сут, обводненность составила 43,7%.

В 2010г. среднегодовой дебит и годовая добыча нефти достигли максимальных значений за весь период разработки соответственно 27,6 т/сут и 99,55 тыс.т, что обусловлено вводом четырех новых скважин из бурения (№№ 18, 20, 21, 24), изоляционно-дострелочными работами, переводом трех скважин (№17, 19, 24) на механизированный способ добычи, оптимизацией режимов работы скважин.

На 01.07.2012г. из залежи XVa и XV горизонтов месторождения Кандым было отобрано 417,857 тыс.т нефти, 682,064 тыс.т жидкости и 59,06 млн.м³ растворенного газа. Текущий коэффициент извлечения нефти составляет 0,133.

На рисунке 15 показано распределение накопленной добычи нефти, воды и растворенного газа по скважинам на дату анализа. В таблице 10 приведено распределение фонда действующих скважин по дебитам нефти и обводненности продукции по состоянию на 01.07.2012г.

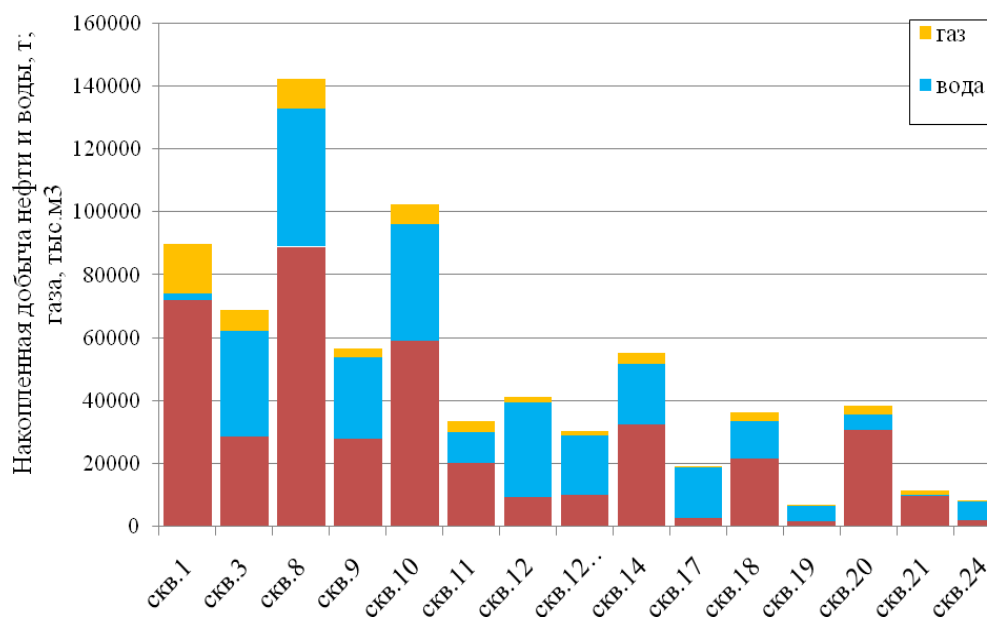


Рисунок 15 - Распределение накопленной добычи нефти, воды и растворенного газа по скважинам месторождения Кандым.

Таблица 10 - Распределение фонда действующих скважин по дебитам нефти и обводненности продукции

Интервал изменения среднесуточных дебитов нефти, т/сут	Интервал изменения обводненности, %						
	0-10	10-20	20-30	30-40	40-60	60-80	более 80
0-10					9	3, 8	12бис, 17, 19, 24
10-20					11		
20-40	21				14	20	
40-60	10						
60-80				18			
более 80							

Карты суммарных отборов и текущего состояния разработки по скважинам приведены на рисунках 16, Технологический режим работы нефтедобывающих скважин за июнь 2012г. приведен в таблице 11.

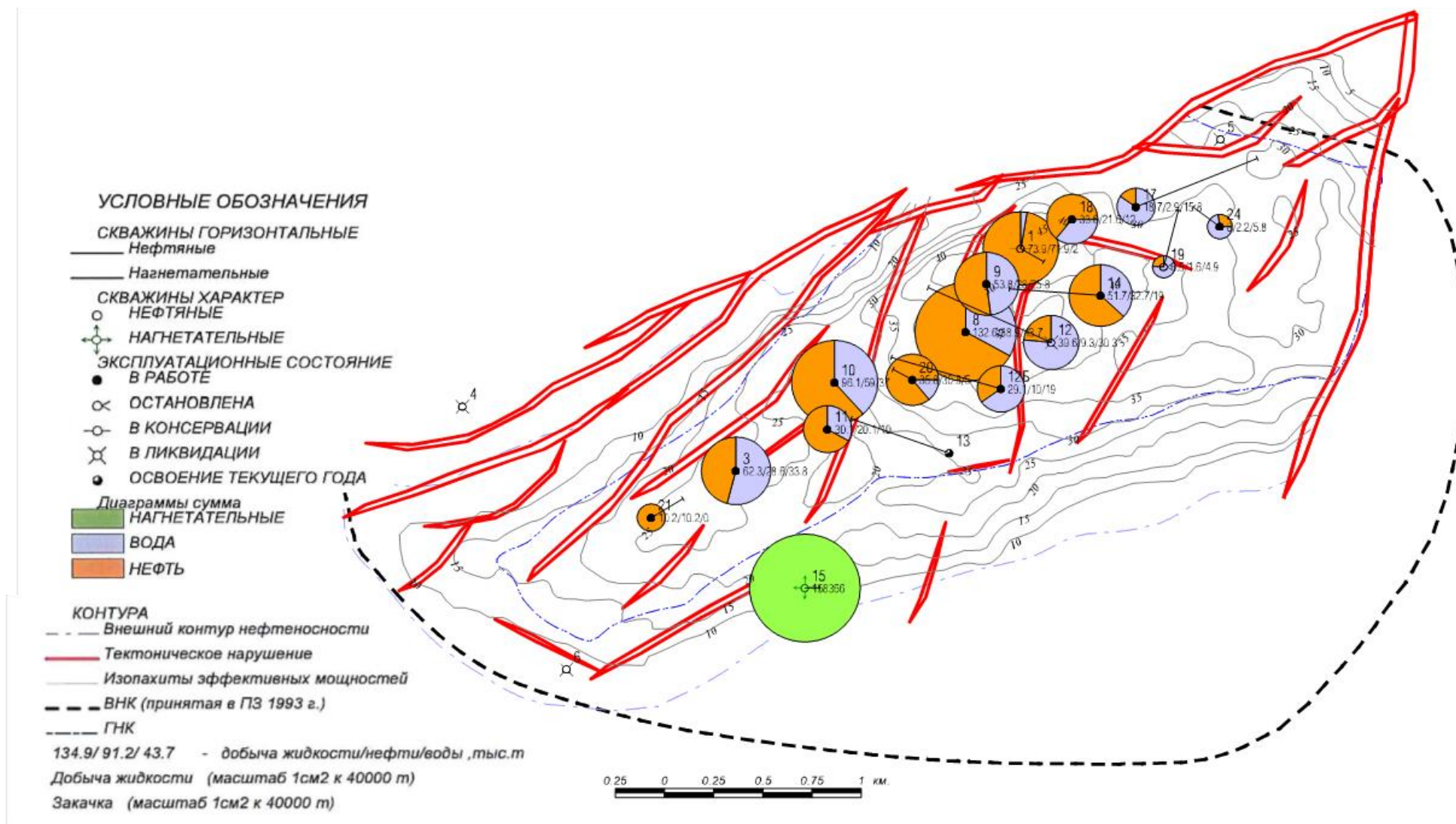


Рисунок 16 - Карта накопленных отборов по месторождению Кандыма на 01.07.2012г.

Таблица 11 - Технологический режим работы нефтедобывающих скважин месторождения Кандым по состоянию за июнь 2012г.

№№ п.п	№№ скв.	Гор-т	Диам. экспл.к олон., мм	Конструкция лифта		Существующий режим за июнь 2011г.											Примечание
				диам., мм	глубина, м	Диаметр штуцера, мм	Давление, МПа				Средбит			Обводнен- ность, %	Депрес- сия, МПа	Плотность дегазир. нефти, г/см3	
							пласто- вое	забой- ное	трубное	затруб- ное	жидк., т/сут	нефти, т/сут	воды, т/сут				
1	3	XV	139.7	73	2142.0	5.0	23.60	21.32	1.30	2.30	17.5	5.7	11.8	67.5	2.28	0.842	
2	8*	XV	139.7	73	2170.0	5.0	23.05	20.78	5.90	10.80	14.8	14.8	0.0	0.0	2.27	0.848	
3	9	XV	139.7	73	2144.0	5.0	23.21	22.72	2.80	6.80	6.9	4.0	2.9	41.9	0.49	0.848	
4	10	XV	139.7	73	2140.0	5.0	23.28	22.15	8.00	11.00	54.0	53.8	0.1	0.3	1.13	0.843	
5	11	XV	139.7	73	2143.0	5.0	22.92	21.00	3.40	10.00	33.7	17.5	16.2	48.1	1.92	0.842	
6	12-бис	XV	139.7	73	2251.0	6.0	23.20	22.85	1.70	10.00	63.2	4.0	59.2	93.6	0.35	0.846	
7	14	XV	177.8	89	2242.8	8.0	23.30	16.20	1.80	13.20	51.7	24.5	27.2	52.6	7.10	0.849	
8	17	XV	177.8	73	1702.6	-	24.00	14.72	1.00	0.90	30.3	3.1	27.2	89.9	н.д.	0.848	мех. добыча
9	18	XV	177.8	89	2172.0	6.5	23.29	22.69	7.8	12.0	107.8	74.8	33.1	30.7	0.60	0.841	
10	19	XV	177.8	73	1950.0	-	20.70	16.19	0.90	0.82	41.0	2.1	39.0	95.0	4.51	0.837	мех. добыча, в режиме период. эксплуатации
11	20	XV	177.8	89	2180.0	6.5	22.98	22.96	5.4	13.4	110.6	30.2	80.4	72.7	0.02	0.840	
12	21	XV	168.3	73	2096.0	5.0	22.40	18.76	3.10	6.40	20.6	20.6	0.0	0.0	3.64	0.838	
13	24	XV	177.8	73	1950.0	-	21.30	10.18	0.74	0.94	32.3	4.0	28.3	87.5	11.12	0.840	мех. добыча
Всего:							22.9	18.29	3.37	7.58	584.4	259.1	325.3	55.7	4.57	0.843	

Ниже приводится анализ режимов работы скважин и выполненных геолого-технических мероприятий по каждой эксплуатационной скважине за период с 2007г. по 01.07.2012г.

Скважина №10 введена в эксплуатацию из бездействия в марте 2007г. с дебитом нефти 7,5 т/сут и обводненностью 50,9%, в апреле того же года дебит нефти снизился до 2,7 т/сут., скважина прекратила фонтанировать. По результатам ПГИ (июль 2007г.) выделено наличие нефтенасыщенных коллекторов до глубины 2242,6м. Для выработки предполагаемых остаточных запасов нефти было решено углубить скважину. В августе 2007г. проведено углубление ствола скважины до глубины 2251м, однако работы не принесли желаемого результата, скважину не удалось ввести в эксплуатацию. По результатам определения профиля притока (ноябрь 2007г.) выявлено наличие притока водонефтяной эмульсии из интервала 2196-2232м.

В сентябре-ноябре 2008г. проведен капитальный ремонт скважины. В ходе ремонта проведена изоляция обводненных интервалов 2208-2251м, 2196-2208м, реперфорирован интервал 2187-2183м, перфорированы интервалы 2175-2180м, 2167-2173м, в результате чего получен слабый перелив нефти.

В мае 2009г. проведен очередной капитальный ремонт скважины, в ходе которого были заново реперфорированы интервалы 2187-2183м, 2180-2174м, 2170-2167м, проведена СКО. В результате ремонта получен приток нефти дебитом 62 т/сут и обводненностью 17,9%.

В мае 2014г. дебит нефти снизился до 10,6 т/сут, обводненность повысилась до 92%. По результатам определения профиля притока (декабрь 2010г.), в интервале 2167.0-2168.0м наблюдается приток водонефтяной жидкости, в интервале 2177.5- 2178.5м – воды.

В июле 2014г. проведен капитальный ремонт скважины. В ходе ремонта проведена изоляция обводненных интервалов 2167-2170м, 2174-2180м, 2183-2187м., перфорацией вскрыт интервал 2132-2143м, проведена СКО, в результате чего получен приток безводной нефти дебитом 57,5 т/сут с газовым фактором 93,5 м3/т. Таким образом, текущий интервал перфорации скважины нахо-

дится целиком в газовой части залежи, из которого добывается безводная нефть без признаков прорывов газа из газовой части залежи.

Скважина №12бис пробурена в январе 2009г. В ходе освоения скважины перфорацией вскрыты интервалы 2349-2352м, 2345-2347м, 2339-2344м, 2325.5-2334.5м, 2314.5-2321.5м, 2307-2310м, 2301-2303м, 2293-2297м, 2283-2287м, в результате чего получен приток пластовой воды.

В январе 2014г. выполнен капитальный ремонт скважины. В ходе ремонта изолированы обводненные интервалы установкой цементного моста до глубины 2300м, проведена реперфорация интервала 2283-2287м и перфорация интервалов 2258-2266м, 2269-2273м, 2278,5-2280,5м, после чего проведена СКО. После ремонта получен приток нефти дебитом 40 т/сут с обводненностью 20,3%.

В июне 2014г. дебит нефти снизился до 4,0 т/сут, обводненность выросла до 93,6%. По результатам определения профиля притока (декабрь 2013г.) основным источником обводнения скважины является интервал 2258-2266м, верхняя отметка которого находится на 4м выше начального ГНК. По данной скважине можно констатировать факт внедрения нефти и воды в газовую часть месторождения. Характер обводнения скважины, происходящий интенсивными темпами, позволяет заключить, что зона скважины характеризуется незначительными запасами нефти и наличием высокопроводящих трещин, отмечаемых также по результатам ГДИ.

С начала 2014г. отмечается рост газового фактора, составившего в мае - 290,6 м³/т, что свидетельствует о прорыве незначительного количества свободного газа в скважину, однако, в июне газовый фактор уже составил 110 м³/т. Таким образом, по данной скважине не отмечается устойчивой тенденции роста газового фактора, что может быть связано оттеснением газа, внедряющейся водой.

Скважина №18 закончена бурением в апреле 2010г. В процессе освоения скважины вскрыты перфорацией интервалы 2276-2268м, 2266-2262м, 2251-2246м, 2243-2240м, 2238-2233м, 2229-2223м, 2220-2210м, 2207-2201м, 2199-2196м, 2194-2189м, проведена СКО, в результате чего получен приток нефти

дебитом 37 т/сут, обводненность продукции составила 50%. Скважина введена в эксплуатацию в мае 2010г.

В дальнейшем при эксплуатации скважины дебит нефти неуклонно рос за счет оптимизации режима скважины (увеличение диаметра штуцера) практически при неизменной обводненности, колеблющейся в диапазоне от 34-38%. В июне 2011г. дебит скважины по нефти составил 74,8 т/сут, обводненность продукции – 30,7%.

По результатам определения профиля притока (исследование от 24.05.2010г.) приток нефти в скважину наблюдается из интервалов 2196,3-2198,1м и 2216,5-2220м. Источник поступления в скважину воды по данным ПГИ не определен (находится ниже глубины 2265м, при этом не исключается негерметичность колонны или поступление воды в нижний интервал перфорации через заколонный переток).

Обводненности скважины за год эксплуатации практически остается примерно на одном и том же уровне, что не характерно для скважин месторождения Кандым, это, по всей видимости, объясняется, отсутствием в настоящий момент сообщаемости между нефти - и водонасыщенными интервалами. Однако, учитывая наличие трещинного типа коллектора в разрезе скважины (по данным ГИС и ГДИ), следует ограничивать депрессию на пласт, дабы не спровоцировать прорыв пластовой воды в нефтенасыщенные коллектора по системе вертикальных трещин.

Скважина №20 закончена бурением в марте 2010г. В процессе освоения скважины проведена перфорация интервалов 2300-2286м, СКО, в результате чего получен приток пластовой воды. После чего проведена изоляция обводненного интервала установкой цементного моста до глубины 2283м. Проведена перфорация в интервалах 2281-2273м, 2271-2267м, 2265-2263м, 2258-2248м, 2247-2245м, 2243-2240м, 2236-2233м, СКО, получен приток пластовой воды. Проведена изоляция обводненных интервалов установкой цементного моста до глубины 2232м. После чего проведена перфорация интервалов 2218-2206м, 2202-2196м, СКО, получен приток нефти с незначительным содержанием воды.

Скважина введена в эксплуатацию в мае 2010г. с дебитом нефти 53 т/сут и практически нулевой обводненностью. Депрессия на пласт по результатам ГДИ не превышала 0,2 атм. По результатам ПГИ основной приток нефти отмечается из интервала 2196-2202м, т.е. из приконтактной зоны в районе начального ГНК.

В марте 2011г. было отмечено увеличение обводненности скважины до 10,5%, при этом дебит нефти составлял 94,2 т/сут. В июне 2011г. обводненность скважины уже составила 72,7%, дебит нефти снизился до 30,2 т/сут.

По результатам ПГИ, выполненных 11 мая 2011г., установлено, что из прослоя 2196-2197,5м наблюдается приток нефти, из прослоя 2200-2202м приток нефти с водой, из прослоев 2206-2208м, 2211-2212,5м приток воды.

Процесс лавинообразного обводнения скважины, по всей видимости, связан с наличием в зоне скважины высокопроводящих трещин и отработкой основной части дренируемых запасов нефти.

Скважина №21 закончена бурением в июле 2010г. В ходе освоения скважины проведена перфорация интервалов 2243-2240м, 2240-2237м, 2237-2234м, 2234-2232м. Приток не получен. После чего произведена установка цементного моста до глубины 2213м, перфорация интервала 2160-2143м, СКО. Получен приток пластовой воды. Произведена изоляция обводненных интервалов установкой цементного моста до глубины 2122,3м, перфорация в интервале 2118-2115м, 2113-2109м. Получен приток безводной нефти.

Отметим, что текущие интервалы перфорации находятся выше начального ГНК на абсолютных отметках -1174-1177,7м, 1179,6-1182,3м из которых получен приток нефти без признаков прорыва свободного газа, таким образом, в зоне скважины произошло существенное поднятие ВНК и внедрение нефти в газовую часть залежи.

Скважина введена в эксплуатацию в сентябре 2010г. с дебитом нефти 32,3 т/сут при нулевой обводненности. В июне 2011г. дебит нефти составил 20,6 т/сут при той же нулевой обводненности, газовый фактор равен 167,2 м³/т, что

незначительно превышает начальной газонасыщенность пластовой нефти, утвержденной в подсчете запасов, на уровне 123 м³/т.

Скважина №24 закончена бурением в марте 2010г. В процессе освоения скважины перфорацией вскрыты интервалы 2322-2318м, 2309-2297м, 2293-2291м, проведено СКО., в результате чего получен приток нефти с водой.

Скважина введена в эксплуатацию в апреле 2010г. с дебитом нефти 20,2 т/сут и обводненностью 4,1%. По результатам ПГИ (исследование от 10.05.2010г.) основной приток жидкости отмечается из интервала 2318-2322м. Скважина работала в периодическом режиме и вскоре перестала фонтанировать, дебит нефти в июле 2010г. снизился до 4,8 т/сут, обводненность выросла до 18,5%.

В августе 2010г. проведен перевод скважины на механизированную добычу путем спуска УЭЦН.

В июне 2011г. дебит нефти составил 4,0 т/сут, обводненность – 87,5%, газовый фактор – 296,4 м³/т. Газовый фактор превышает начальное газосодержание пластовой нефти (123 м³/т), что, по всей видимости, связано с развитием режима растворенного газа. Забойное давление скважины составляет 10,2 МПа, что ниже определенного по скважине давления насыщения нефти - 18,93 МПа.

Проведенный анализ по скважинам показал, что четкой зависимости текущего процента обводнения и безводного периода эксплуатации скважин от продолжительности их работы, суммарного и среднесуточного отборов жидкости не наблюдается. Отсутствие таких закономерностей, характер обводнения скважин и ремонтно-изоляционные работы в этот период, а также неравномерное распределение ВНК свидетельствуют о том, что, по-видимому, вода в скважины проникает по наиболее проницаемым путям (трещинам).

Характер внедрения воды, учитывая тип залежи, положение интервалов перфорации в добывающих скважинах (верхняя часть подгазовой зоны) указывает на перемещение ВНК «снизу вверх» с деформацией его поверхности в зоне дренирования добывающих скважин.

2.4 Анализ текущих положений контактов и выработки запасов нефти и газа

Начальные запасы сырого газа по месторождению Кандым согласно подсчету запасов составляют 202 млрд.м³, запасы нефти составляет около 10 млн. тонн, газонасыщенный объем – 1726,1 тыс.м³. С учетом оцененных объемов добытого свободного газа, текущие запасы составят 463,7 млн.м³. Среднее текущее пластовое давление в газовой части залежи примем на уровне 23,0 МПа. При таком пластовом давлении остаточный газ займет объем 1747,4 тыс.м³. То есть текущий ГНК в среднем должен сместиться несколько ниже первоначального его положения, что противоречит данным о положении ГНК, определенным при эксплуатации скважин. Следовательно, можно заключить, что фактический объем извлеченного свободного газа превышает отчетные данные. По всей видимости, количество свободного газа, извлеченного из скважины №12, больше величины, утвержденной в подсчете запасов.

По результатам гидродинамического моделирования объем извлеченного газа газовой шапки за период фонтанирования скважины №12 составил 488 млн.м³. Столь существенные расхождения с ПЗ объясняются, прежде всего, тем, что в модели был учтен подъем уровня ВНК по скважинам, смещение которого в некоторых областях превысило 100 метров. Таким образом, основываясь на данных отчетов по добыче и результатах построения цифровой модели, общее количество извлеченного свободного газа по месторождения Кандым оценочно составляет 500,2 млн.м³.

В таблице 12 приведены основные показатели выработки запасов нефти. На 01.07.2011г. из залежи извлечено 417,857 тыс.т нефти, что составляет 13,3% от начальных балансовых запасов и 43,2% от начальных извлекаемых запасов нефти. В 2010г. достигнут максимальный годовой уровень добычи нефти – 99,5 тыс.т, что составляет 10,3% от НИЗ и 17,4% от ТИЗ.

Таблица 12 - Основные показатели выработки запасов нефти

Показатели выработки запасов	XV+XVa горизонты
НБЗ, тыс.т	3141
КИН (Госбаланс), доли ед.	0,308
НИЗ, тыс.т	967
Накопленная добыча нефти на 01.07.2011г., тыс.т	417,857
Накопленная добыча нефти на одну перебивавшую в эксплуатации скважину, тыс.т	27,8
Текущий КИН, доли.ед.	0,133
Добыча нефти за 2010г., тыс.т	99,5
Темп отбора от НИЗ, %	10,3
Темп отбора от ТИЗ, %	16,7
Текущая обводненность (за июнь 2011г.), %	54,9
Отбор от НИЗ, %	43,2
Остаточные геологические запасы нефти, тыс.т	2723,14
Остаточные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	549,14
Остаточные извлекаемые запасы нефти на одну действующую скважину, тыс.т/СКВ	42,24
Обеспеченность извлекаемыми запасами нефти, годы	5,52
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	8637,0
Площадь газоносности, тыс.м ²	4481,0
Плотность сетки скважин (на площадь нефтеносности / газоносности), га/СКВ	57,6 / 29,9

В среднем накопленная добыча нефти на одну пребывавшую в эксплуатации скважину составляет 27,8 тыс.т и по скважинам колеблется от 1,61 тыс.т (скв.№ 19) до 88,93 тыс.т (скв.№8). Столь существенный диапазон изменения этого показателя связан с различным периодом эксплуатации скважин и расположением скважин на структуре, влияющим на мощности вскрытых нефтенасыщенных коллекторов и объемы дренируемых запасов нефти. Текущая плотность сетки скважин из расчета начальной нефтенасыщенной площади составляет 57,6 га/скв.

Стоит отметить, что перемещение нефтяной оторочки в газовую шапку (смещение ВНК на уровень первоначального ГНК) вызвало дополнительные потери в подвижных запасах нефти. Из расчета дальнейшего вытеснения нефти как газом, так и водой на основе построенной гидродинамической модели была проведена оценка потерь от внедрения нефти в газовую шапку. По состоянию на 1.07.2011 потери составляют порядка 300 тыс. т., что составляет 9.5% от начальных балансовых запасов. Безусловно, это окажется дополнительным фактор, осложняющим достижение утвержденного КИН.

С другой стороны, на настоящий момент с учетом концентрации большинства подвижных запасов нефти в пределах контура газоносности более корректно рассчитывать плотность сетки скважин по начальной газонасыщенной площади (4481 тыс.м²), при этом плотность сетки скважин составляет 29,9 га/скв вместо начальной 57,6 га/скв.

Учитывая, что по результатам проведенных ГДИ радиус контура питания составляет в среднем 300м., площадь охваченная дренированием 13 добывающими скважинами составляет около 3674 тыс.м². Таким образом, в качестве базового варианта стоит рассматривать довыработку запасов на имеющейся сетке скважин, которая в достаточной степени позволяет извлечь остаточные подвижные запасы нефти.

По результатам моделирования начального состояния залежи построена карта подвижных запасов по состоянию на 1.04.1991г.

По результатам гидродинамического моделирования истории разработки получена карта подвижных запасов нефти по залежи на 01.07.2011г.

Как видно из карты распределение запасов в целом неравномерно. Подавляющее большинство подвижных запасов располагается в пределах первоначального контура газоносности и приурочено к купольной части (район скважины №9), где величина удельных запасов достигает 3.6 тыс.т./га. Однако довыработка запасов в этом районе осложняется близостью газовой шапки и, как следствие, прорывами свободного газа к верхним интервалам перфораций. Стоит предположить, что постепенное приобщение вышележащих пропластков

и герметичная изоляция интервалов перфорации позволит избежать существенных прорывов газа.

Слабые ФЕС и высокая расчлененность по разрезу не позволили в достаточной степени охватить область южнее скв. №17, 19, 24, что в итоге привело к скоплению подвижных запасов в этом районе (до 3 тыс.т./га). По данным скважинам стоит рассмотреть вариант с приобщением вышележащих интервалов, освобожденных от подвижного газа, а также обеспечить проведение СКО с целью повышения ФЕС. Также рекомендуется провести опытно-промышленные работы по гидроразрыву пластов.

Стоит отметить, что большинство действующих скважин располагается на границах областей с наибольшими подвижными запасами нефти. Поэтому для интенсификации добычи необходимо рассмотреть вариант с бурением 4-5 боковых наклонно-направленных стволов. Ввиду высокой расчлененности по разрезу в пределах залежи и интенсивного характера обводнения скважин горизонтальные окончания боковых стволов признаются неэффективными.

3 АНАЛИЗ СОЛЯНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПЛАСТА

3.1 Сущность соляно-кислотной обработки пласта

Соляно-кислотное обработка пласта - это химические способы интенсификации производительности нефтяных и газовых скважин за счёт растворения пород вокруг скважины кислотами.

Кислотная обработка скважин заключается в заливке или закачке в скважину и продавливании в приствольную зону водоносного или нефтеносного пласта жидкостью или воздухом под давлением (допускаемым прочностью технологических оборудование и обсадной колонны скважины) ингибированных кислотосодержащих растворов на основе соляной, фтористоводородной, уксусной и сульфаминовой кислот или их смесей.

Соляная кислота, проникая по трещинам вглубь пласта, реагирует с породой и создает сеть расширенных... Соляно-кислотная обработка забоев скважин, основана на способности соляной кислоты, вступать в химическую реакцию с породами, сложенными известняками и доломитами, и растворять их. В результате реакции образуется хорошо растворимые в воде хлористый кальций или хлористый магний и углекислый газ. Эти продукты легко удаляются из пласта на поверхность.

Каналов, протирающихся на значительное расстояние от ствола скважин. Такая сеть каналов увеличивает фильтрующую способность пласта, что приводит к повышению продуктивности скважин.

Обрабатывать известняки и доломиты другими кислотами, например серной кислотой, нельзя, так как при этом в результате реакции образуются не растворимые в воде соли, осаждающиеся на забое скважины и закупоривающие поры.

Эффективность соляно кислотных обработок зависит от многих причин:

- концентрации кислоты
- ее количество

- давления при обработке
- температуры на забое
- характера породы и т.п.

Многолетней практикой выработаны определенные нормативы по каждому из этих показателей для различных геологических условий в скважине. Наиболее пригодным для обработок является 8-15%-ный раствор соляной кислоты, в котором на 100 весовых частей водного раствора приходится от 8 до 15 частей чистой соляной кислоты. Применение кислоты с большей концентрацией недопустимо, так как при прокачке в скважину концентрированной очень быстро вступает в реакцию с металлической арматурой скважины и в короткий срок разрушает ее. Кроме того, концентрированная кислота, вступая в реакцию с известняком и доломитом, частично растворяет гипс, который легко выпадает из раствора в осадок, закупоривая поры пласта. Применение же кислотного раствора слабой концентрации требует нагнетания большого количества ее, что может осложнить обратное извлечение продуктов реакции.

Соляно-кислотная обработка является одним из эффективной методом воздействий на пласт с целью поддерживать текущие темпы добычи нефти в скважинах с карбонатными трещиновато-пористыми коллекторами. При высокой проницаемости неоднородности по толщине и простираению продуктивного пласта кислота поглощается в основном хорошо проницаемыми зонами пласта и реагирует в призабойной зоне. Проблемой подключения в работу бездействующих зон пласта и увеличения радиуса обработки может решаться двумя путями:

- снижение скорости реакции соляной кислоты с породой путем добавки специальных замедлителей;
- диспергированием соляной кислоты до мельчайших глобул, покрытием этих глобул в защитную оболочку с последующей доставкой в глубину пласта и разрушением бронирующей оболочки;

Соляно-кислотная обработка пласта является первым и достаточно эффективным методом интенсификации добычи нефти. Даже в настоящего вре-

мени, когда всё чаще слышим о новом открытой технологии в нефтегазовой индустрии, но СКО находится промышленном применении на всех нефтегазовых промыслах. Эффективность соляно-кислотной обработки пласта зависит от разных факторов: концентрации кислоты, ее количества, давления при обработке, температуры на забое, характера паров и других факторов. Для проведения кислотных обработок объем и концентрация раствора кислоты планируется для каждой скважины индивидуально, так как точно подсчитать эти параметры затруднительно.

Для предохранения металлических оборудование, насосов и трубопроводов от разрушающего действия соляно-кислоты к ней добавляют специальные вещества, называемые ингибиторами, которые уменьшает или сводят до минимума коррозионное действие кислоты на метал.

Защитное действие ингибиторов заключается в том, что вследствие адсорбции их молекул и ионов или коллоидальных частиц на катодных участках металла образуется положительно заряженный слой, препятствующий соприкосновению молекул водорода с металлом и разряда иона водорода электролита, поэтому растворение железа кислотой не происходит.

3.2 Выбор скважин для СКО

Соляно-кислотная обработка основана на способности растворения карбонатных пород (известняков и доломитов) соляной кислотой в результате химических реакций, протекающих при взаимодействии соляной кислоты с породами

Соляно-кислотная обработка может применяться в скважинах, эксплуатирующих карбонатные, трещинно-поровые пласты любой толщины. Объектами обработок могут быть некачественно освоенные (после бурения или капитального ремонта) скважины и скважины, существенно снизившие дебит в процессе эксплуатации. Обработки назначаются по определению текущего и потенциального коэффициентов продуктивности.

Для проведения соляно-кислотной обработки нагнетательных скважин следует выбирать скважины, которые должны удовлетворять следующим требованиям:

- проницаемость вскрытых пластов – 300 – 600 мдарси и выше;
- приемистость скважины более 500м³/сутки и со временем снижения до 100м³/сут и ниже;
- скважина должна изливать;
- устьевая арматура и эксплуатационная колонна должны быть герметичными.

Количество кислоты для обработки пласта выбирают в зависимости от мощности пласта, намеченного к обработке, химического состава породы физических свойств пласта (пористость, проницаемость), числа предыдущих обработок. В среднем берут от 0,4 до 1,5 м³ раствора кислоты на 1 м обрабатываемого интервала. Наименьшие объемы раствора кислоты в 0,4-0,6 м³ на 1 м мощности пласта применяют для скважин с малопроницаемыми коллекторами и с малыми начальными дебитами. Малый объем кислотного раствора для скважин с такими коллекторами может быть частично компенсирован применением повышенной концентрации раствора. Для скважин с более высокой проницаемостью пород, со средним пластовым давлением, для первичной обработки назначают несколько большие объемы кислотного раствора – в пределах 0,8 – 1,0 м³ на 1 м мощности обрабатываемого интервала. Наконец, для скважин с высокими начальными дебитами, с породами большой проницаемости принимают объём кислотного раствора 1,0 -1,5 м³ на 1м мощности пласта

При повторных обработках во всех случаях увеличивает объём кислотного раствора на 20-40% по сравнению с предыдущей обработкой.

3.3 Требуемые химические материалы к соляно-кислотным растворам и их расчеты

Вовремя соляно-кислотной обработке пласта к соляно-кислотному раствору добавляют следующие компоненты:

- интенсификаторы - поверхностно-активные вещества (ПАВ);
- ингибиторы;
- стабилизаторы.

Продукты взаимодействия кислоты с породой в процессе освоения скважины должны быть удалены из пласта. Для облегчение этого в кислоту при ее подготовке добавляют вещества, называемые интенсификаторы. Оно представляют собой ПАВ, снижающие поверхностное натяжение продуктов реакции. Адсорбируясь на стенках поровых каналов, ПАВ облегчают отделения от породы воды и улучшают условия смачивания для нефти, что способствует лучшему удалению продуктов реакции из пласта.

В качестве интенсификаторы применяют нейтрализованный черный контакт (НЧК), сульфонал, препараты ДС и другие ПАВ.

Поверхностно-активные вещества добавляют для снижения поверхностного натяжения на границе отработанная кислота–нефть обрабатываемого пласта, а следовательно, для повышения эффективности соляно-кислотных обработок рекомендуется применять различные поверхностно-активные вещества (ПАВ). Рекомендуемой дозировки ПАВ для обработок скважин (таблица 13).

Таблица 13- Рекомендуемого дозировки ПАВ для обработок скважин

Реагент	Дозировка				Примечание
	Для первой поло- вины кислотного раствора		Для второй поло- вины кислотного раствора		
	В % ПАВ	В кг Пав на 1 м3 раствора	В % ПАВ	В кг ПАВ на 1 м3 раствора	
Каталин-А	0,3	3	0,1	1	Ингибитор не нужен
Катамин-А	0,3	3	0,1	1	То же самое
Карбозолин-О	0,5	5	0,1	1	»
Марвелан-КО	0,5	5	0,1	1	Желательно добавка инги- битора
СА-Дс	0,3	3	0,1	1	С обязательным добавкой ингибитора
УФЭ-8	0,3	3	0,1	1	Желательна с добавка ин- гибитора
ОП-10	0,3	3	0,1	1	С обязательным добавкой ингибитора
Дисолван	0,3	3	0,1	1	то же самое

Ингибиторы коррозии добавляют в малых дозах в рабочие растворы соляной кислоты с целью резкого снижения коррозионной активности к металлу - стали.

Применимые и рекомендуемые к применению реагенты-ингибиторы-уникол ПБ-5 формалин, каталин, катамины, уротропин и другие (таблица14)

Таблица 14- Ингибитор коррозии

Ингибитор	Оптимальная дозировка в % к объёму кислотного раствора	Остаточное коррозионное действие кислоты с ингибитором, %	Кратность снижения коррозии (округленно)
Формалин	0,6-0,8	14-12	7-8
Уникол ПБ-5	0,25-0,5	3,2-2,4	31-42
Каталин-А	0,005-0,1	2,1-1,5	48-67
Каталин-К	0,05-0,1	2,3-1,7	43-59
Катамин-А	0,05-0,1	2,7-2,6	34-38
Уротропин	0,2-0,25	14-12	7-8

Ингибированию подвергается любая кислота, но со снижением концентрации HCl до 18-25% (табл. 15)

Таблица 15- Нормы показателей качества соляной кислоты

Соляная кислота	Содержания, %			
	Соляная кислота (не менее)	Железо (не более)	Серная кислота (не более)	Свободный хлор
Технологическая синтетическая	31,0	0,02	0,005 (H ₂ SO ₄)	_____
Техническая 1 сорта	27,5	0,03	0,4 (H ₂ SO ₃)	_____
Из абгазов органических производств	27.5	0.03	_____	Не более 0,1

Количество товарной кислоты Q_t в объемных единицах, необходимое для получения 1 м³ рабочего раствора с заданной концентрацией, рассчитывают по формуле 1.

$$V_m = \frac{\rho_3 - 1000}{\rho_m - 1000} \quad (1)$$

или для любого количества кубометров по формуле 2,

$$Vm = n \frac{\rho_3 - 1000}{\rho_m - 1000} \quad (2)$$

где V_t - объем товарной кислоты в м³; ρ_t - плотность товарной кислоты в кг/м³; ρ_3 - заданная плотность готового рабочего раствора (табл 16) с учетом заданного процентного содержания HCl в рабочем растворе в кг/м³; n - количество кубометров кислотного раствора.

Таблица 16 - Плотность и концентрация соляной кислоты

Плотность кг/м ³	Градусы Боме Ве	Концен- трация HCl % вес	Содержа- ние HCl в 1 л кг	Плотность кг/м ³	Градусы Боме Ве	Концен- трация HCl % вес	Содержа- ние HCl
1030	4,1	5,15	0,063	1105	13,6	20,97	0,232
1035	4,7	7,15	0,074	1110	14,2	21,92	0,243
1040	4,5	8,16	0,084	1115	14,9	22,85	0,256
1045	6,0	9,16	0,096	1120	15,4	23,82	0,267
1050	6,7	10,17	0,107	1125	16,0	24,78	0,279
1055	7,4	11,18	0,118	1130	16,5	25,75	0,291
1060	8,0	12,19	0,129	1135	17,1	26,70	0,302
1065	8,7	13,19	0,140	1140	17,7	27,66	0,315
1070	9,4	14,17	0,152	1145	18,3	28,61	0,328
1075	10,0	15,16	0,163	1150	18,8	29,57	0,340
1080	10,6	16,15	0,174	1155	19,3	30,56	0,363
1085	11,2	17,13	0,186	1160	19,8	31,52	0,366
1090	11,9	18,11	0,197	1165	20,3	32,49	0,379
1095	12,4	19,06	0,209	1170	20,9	33,46	0,391
1100	13,0	20,01	0,220	1175	21,4	34,42	0,404

Исправление концентрации полученного раствора соляной кислоты:

Если концентрация HCl в растворе ниже, чем требуется, количество добавляемой концентрированной кислоты вычисляют по формуле 3.

$$\Delta V_m = \frac{W(\rho_3 - \rho_f)}{\rho_m - \rho_3} \quad (3)$$

Где ρ_3 - плотность раствора запланированной концентрации в кг/м³; ρ_f - фактическая плотность приготовленного раствора кг/м³; ρ_t - плотность концентрированной соляной кислоты в кг/м³; W- объем приготовленного раствора кислоты в м³.

Если концентрация HCl в приготовленном растворе получилось выше, чем требовалось, то количество добавляемой воды рассчитывают по формуле 4.

$$\Delta V_v = \frac{W(\rho_f - \rho_3)}{\rho_3 - 1000} \quad (4)$$

где ΔV_v – количество добавляемой воды в м³.

В соляной кислоте иногда содержится незначительное количество окислов железа, которые при обработках скважин могут выпадать из раствора в виде хлопьев и закупоривать поры пласта. Для удержания окислов железа в кислоте в растворенном состоянии применяются стабилизаторы. В качестве стабилизатора служит уксусная кислота. В зависимости от содержания в соляной кислоте окислов железа добавка уксусной кислоты должно составлять 0,8 – 2,0% объема разведенной соляной кислотой (таблица 17).

Таблица 17- Уксусная кислота при повышенном содержании железа в соляной кислоте

Дозировка	
Содержание железа в растворе соляной кислоты, %	Количество уксусной кислоты (100%-ной), %
0,1 и менее	1,0
0,2-0,3	1,5
до 0,5	2,0

Соляно-кислотная обработка призабойной зон скважин предназначена для очистки поверхности забоев (фильтровой части) скважин и увеличения проницаемости призабойной зоны пласта в целях увеличения дебита добываю-

щих или приемистости нагнетательных скважин, сокращения сроков их освоения.

Исходя из того что карбонатный коллектор представляет собой пласт с низким проницаемостью, то закачка кислот в пласт, как показал анализ, представляет значительные трудности. Эти трудности вызваны высокими давлениями при сравнительно низких темпах закачки. Как следствия этого регулирование темпом закачки становится невозможным, имея виду, что возможности техники весьма ограничен.

На взаимодействие соляной кислоты с породой большой влияние оказывает многовалентные металлы, в частности двух и трехвалентное железо, которые образует с находящимся в пласте высокомолекулярными гетероорганическими соединениями поверхностно-активными веществами и стимулируют образование эмульсий.

Ионы железа в кислотный раствор попадают в раствор не только при растворении породы, но и при взаимодействии соляной кислоты с нефтепромысловым оборудованием.

Исходя из данных фактов, в раствор соляной кислоты для связывания, необходимо ввести лимонную кислоту, которая взаимодействует с ионами многовалентных металлов, образуя комплексные соединения, и тем самым снижает негативные последствия.

Кроме того лимонная кислота действует по снижению скорости реакции соляно-кислотного раствора с породой. С целью уменьшения фильтрационных сопротивлений и успешного очищения пористой среды от продуктов реакции с целью восстановления первоначальной проницаемости, замедления скорости реакции и снижения межфазного натяжения до 1 мН/м, и ниже мы использовали неионогенное поверхностно - активное вещество ОП-10.

Состав кислотного раствора:

12% раствор соляной кислоты (HCl) с добавками:

- 1% лимонной кислоты ($C_3H_4(OH)(CO_2H)_3$);

-0,1% неионогенное поверхностно-активное вещество
 ПО-10 (R-C₆H₄(-O-CH₂-CH₂-)₁₀).

3.4 Основные виды оборудования для проведения СКО пласта и требования к ним

Таблица 18- Виды оборудование.

№	Виды оборудование и спецтехники	Описание модель
1	Агрегат с насосом	Автотранспорт Азимаш-30А с насосом
2	Азотный компрессор	Передвижная азотная компрессорная станция ПКСА-9/200
3	Насосный агрегат для закачки кислоты	Установка насосная для кислотной обработки скважин СИН-32.02 на шасси Урал 4320-1951-40
4	Насосный агрегат для промывок	Установка насосная для глушения (солевыми, глинистыми растворами) обработки (СКО, закачка ингибитора)
5	Полнопоточный газовый сепаратор	Нефтегазосепаратор блочный типа 36-060.075000 СБ
6	Емкость гуммированные	Емкости, переназначенные для приготовления и хранения соляной кислоты до 31% концентрации: 1 емкость – 50м ³ ; 2 емкости – по 25м ³
7	Блок задвижек (узел задавки и освоения), выкидные линии	Блок задвижек, выкидные линии на 700 атмосфер

Требование к оборудованию:

- все используемое оборудование и инструменты быть выполнено в сероводородостойком коррозионностойком исполнении (ПВО, обратный клапан, спускаемый на НКТ; гуммированные емкости, агрегат для закачки кислоты);
- при выполнении работ обязательно применение полнопоточного газового сепаратора с производительностью не менее 1млн.м³/сут;
- наличия гуммированных емкостей общим объёмом 200м³

- наличия выкидных линий и блока штуцерного манифольда, включая второй комплект выкидных линии и блока штуцерного манифольда;
- наличие агрегатов для закачки раствора соляной кислоты (включая резервный агрегат);
- наличии спецтехники для перевозки концентрированной соляной кислоты.



Рисунок 17 – Кислотавоз

Для транспортирования, смешения и нагнетания раствора кислоты в скважины на промыслах используются специальные передвижные соляно кислотные агрегаты. Такой агрегат состоящий из высоконапорного насоса и цистерны для приготовления и транспортирования соляно кислотного раствора, монтируется минимум на трехосном автомобиле высокой проходимости. Этот агрегат выпускается под шифром Азимаш-30А. Максимальная мощность его 240 л.с.

Приводной трехплунжерный горизонтальных насос 4МК-500 установлен за кабиной автомобиля и приводится в действие его тяговым двигателем через коробку отбора мощности и промежуточную трансмиссию. Наибольшее давление на выходе насоса 50 Мн/м² при производительности 2,2 л/сек; наибольшая производительность при давлении 7,6 Мн/м² равно 15,7 л/сек. За насосом на

раме автомобиля установлена гуммированная цистерна емкостью 6 м³, разделена перегородкой на два отсека по 3 м³ каждое.

При отсутствии специализированных соляно кислотных агрегатов кислотную обработку скважин производят при помощи обычных передвижных насосных агрегатов, смонтированных на автотранспорте (рисунок 18).

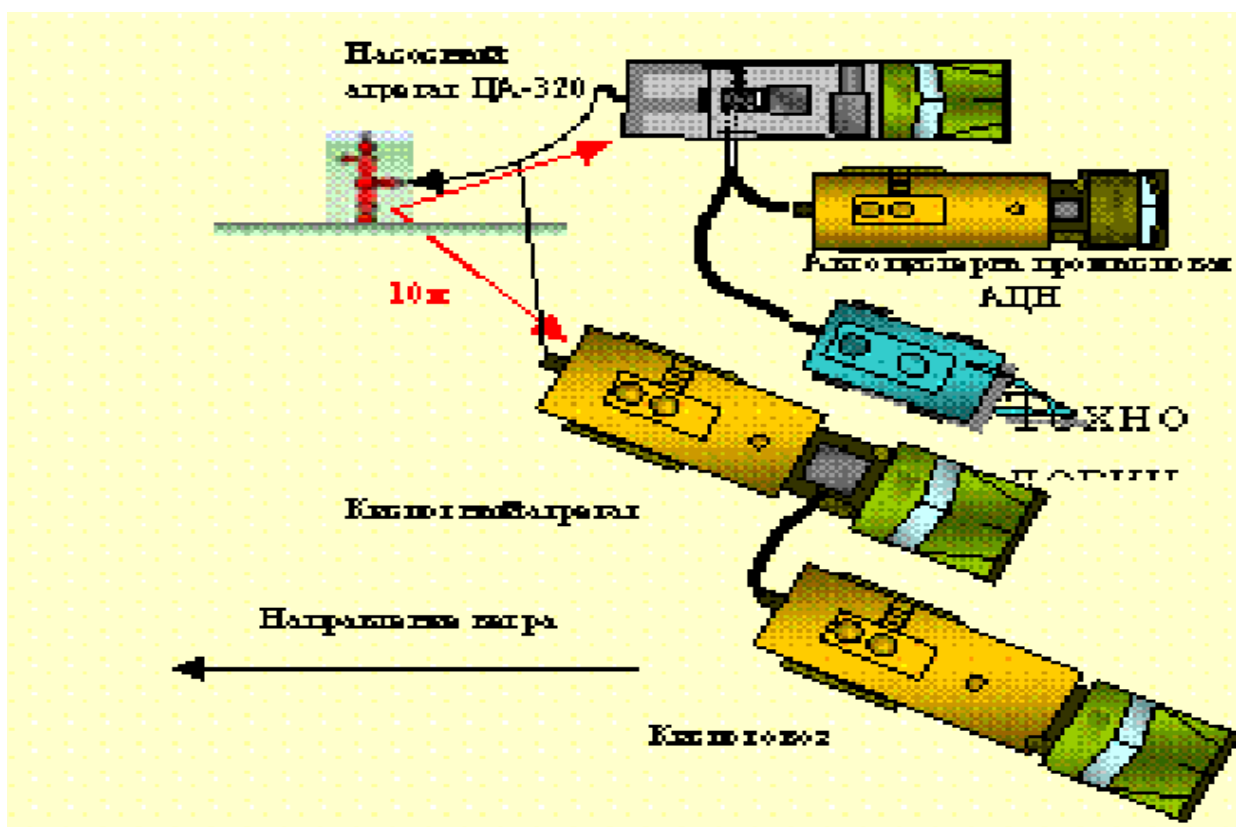


Рисунок 18 – Схема расстановки техники и оборудование при закачке растворов кислоты в скважину.

3.5 Способ приготовления рабочего раствора соляной кислоты

Соляно-кислотный раствор готовят на центральной кислотной базе или же непосредственно у обрабатываемой скважины. Для приготовления раствора необходимо рассчитать, какое количество воды и кислоты требуется смешать, чтобы получить раствор заданных концентрации и объема. При таких расчетах за стандартом принимается 27% концентрация соляной кислоты в воде (таблица 19).

Таблица 19- Количества 27% ной кислоты и воды, необходимые для получения 1м3 раствора кислоты заданного концентрации

Требуемая концен- трация раствора кис- лоты, %	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Количество соляной кислоты 27% ной концентрации, м3	0,17	0,20	0,24	0,27	0,31	0,34	0,38	0,41	0,45	0,48
Количество воды, м3	0,83	0,80	0,76	0,73	0,69	0,66	0,62	0,59	0,55	0,52

Чтобы получить 2м3 раствора заданного концентрации, нужно указанные выше величины умножать соответственно на 2, для получения 3м3 раствора эти величины умножает на 3 и т.д. Концентрацию разведенной кислоты проверяет ареометром.

Лимонную кислоту расчетного количества смешиваем с 3-4м3 технической воды. После растворение (происходит в течение 5 минут) лимонной кислоты в данном объеме воды, перекачивают данный раствор в основную емкость, где будет приготавливаться соляно-кислотный раствор. Далее в основную емкость добавляют ОП-10 расчетного количества и затем добавляют концентрированную соляную кислоту в необходимом количестве для получения 12% соляно-кислотного раствора. Приготовление 12% соляно-кислотного раствора должно сопровождаться перемешиванием в гуммированной емкости в течение не менее 1 часа. Далее раствор готов к закачке. Закачку необходимо производить максимально возможной производительности (расходом).

Рецептура соляно-кислотного раствора:

12% соляно-кислотного раствора с добавкой лимонной кислоты (1% от объема кислотного раствора) и ИП-10 (0,1% от объема кислотного раствора);

Максимальный объем закачки 100м3 12% соляно-кислотного раствора (объем с учетом добавок).

3.6 Техника проведения СКО пласта

Процесс соляно-кислотной обработки забоя скважин заключается в нагнетании в пласт раствора соляной кислоты насосом или самотеком, если пластовое давление низкое (рисунок 19).

В некоторых технологиях кислотной обработки предусмотрен подогрев кислоты.

Перед началом работы по закачке соляно-кислоты в пласт у ее устья устанавливают необходимое оборудование и вся наружная обвязка должна быть предварительно обпрессована на полуторакратное рабочее давление. При закачке раствора кислоты самотеком оборудование не обпрессовывают.

Порядок проведения работ при этом следующий:

- проверяют забой скважины и очищают его от грязи;
- до обрабатываемого интервала спускается промывочные трубы, в качестве которых применяют обычные НКТ;
- предварительная подкачка нефти;
- закачка раствора;
- продавливание растворов в пласт нефтью или водой.

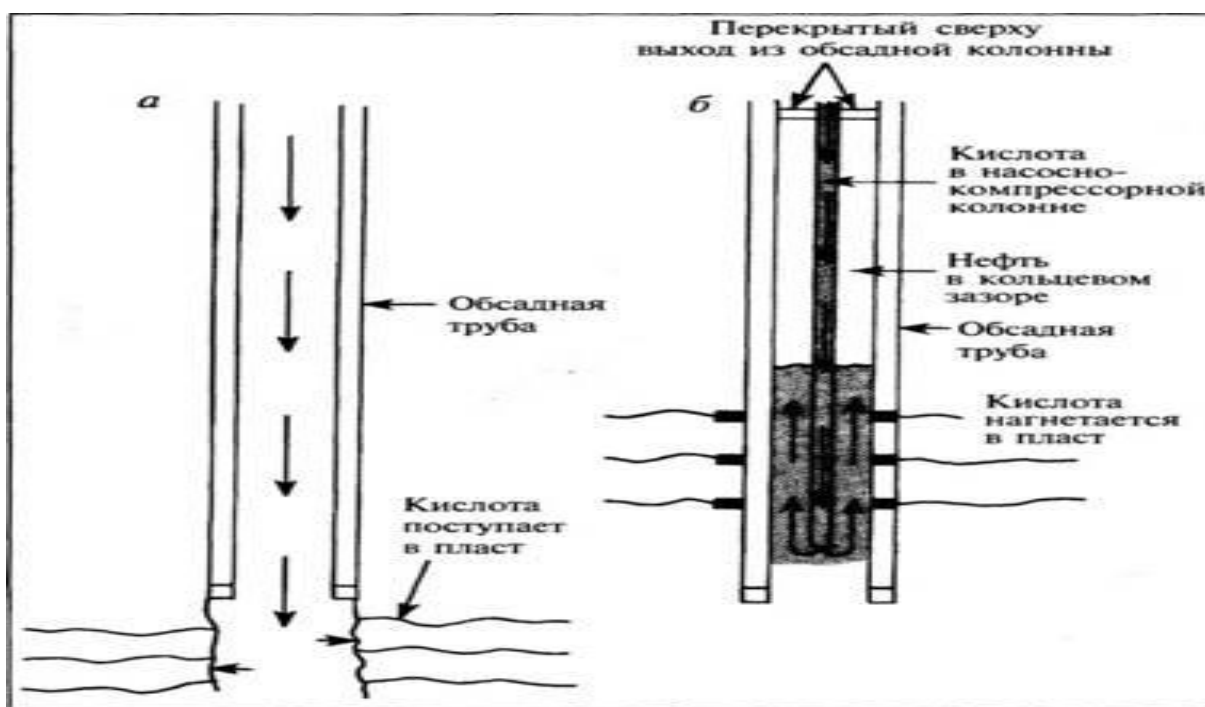


Рисунок 19 – Принципиальная схема закачки кислотного раствора в скважину.

После подавление кислотного раствора, в пласте скважину на некоторое время оставляют в покое для реагирования кислоты с породой затем спускает в эксплуатацию.

Технология проведения соляно-кислотных обработок не одинакова и может изменяться в зависимости от физических свойство пласта, его мощности и прочих условий. В некоторых случаях, особенно при обработке новых скважин, выходящих из бурения, перед закачкой кислоты в пласт для разрушения глинистой и остатков цементной корки применяют кислотные ванна: в скважину заливают раствор 6-8%-ой кислоты с тем расчетом, чтобы он заполнил скважину в интервале обработки. Кислотный раствор выдерживает в скважине от 4 до 20ч.

При наличии одного мощного пласта рекомендуется применять ступенчатую обработку. Для этого вся мощность пласта разбивается на интервалы по 10-20м, которые поочередно, начиная с верхнего, обрабатывают раствором кислоты с установкой башмака труб в нижней части обрабатываемого интервала.

При обработке слабопроницаемых пород часто не удается прокачать в пласт сразу значительное количество кислоты. В этом случае хорошие результаты дает двухстадинная обработка. На первой стадии в пласт закачивает 2-3 м³ раствора кислоты и держать скважину под давлением

12-15 М н/м² и более в течение нескольких часов. После того как давление в закрытой скважине снизиться до 5-7 М н/м², закачивает врытую порцию кислоты в количестве 5-7 м³; вторая порция обычно уже легко закачивается в пласт.

Применяют также серийную соляно-кислотную обработку, заключающуюся в том, что скважину последовательно 3-4 раза обрабатывают кислотой с интервалом между обработками 5-10 дней. Серийная обработка дает хорошие результаты в скважинах, эксплуатирующих малопроницаемые пласты.

Эффект, получаемой от соляно-кислотной обработки, определяется разностью в величине коэффициента продуктивности скважины до и после обра-

ботки, а также суммарным количеством дополнительной нефти, добытой из скважины после обработки.

Кислотную обработку газовой скважины проводят так же, как и нефтяной. При этом газовой фонтан глушат магнетоном в скважину нефти, воды или глинистого раствора. Наряду с этим применяется также метод кислотной обработке под давлением без глушено скважин. Тогда после закачки соляной кислоты в скважину ее продавливают, а пласт воздухом или газом при помощи компрессора.

Обработка скважин соляной кислотой требует особых мер предосторожности. Несоблюдение правил техники безопасности может привести к тяжелом последствием-отравлением, ожогом им даже к полной потерей трудоспособности (рисунок 20).

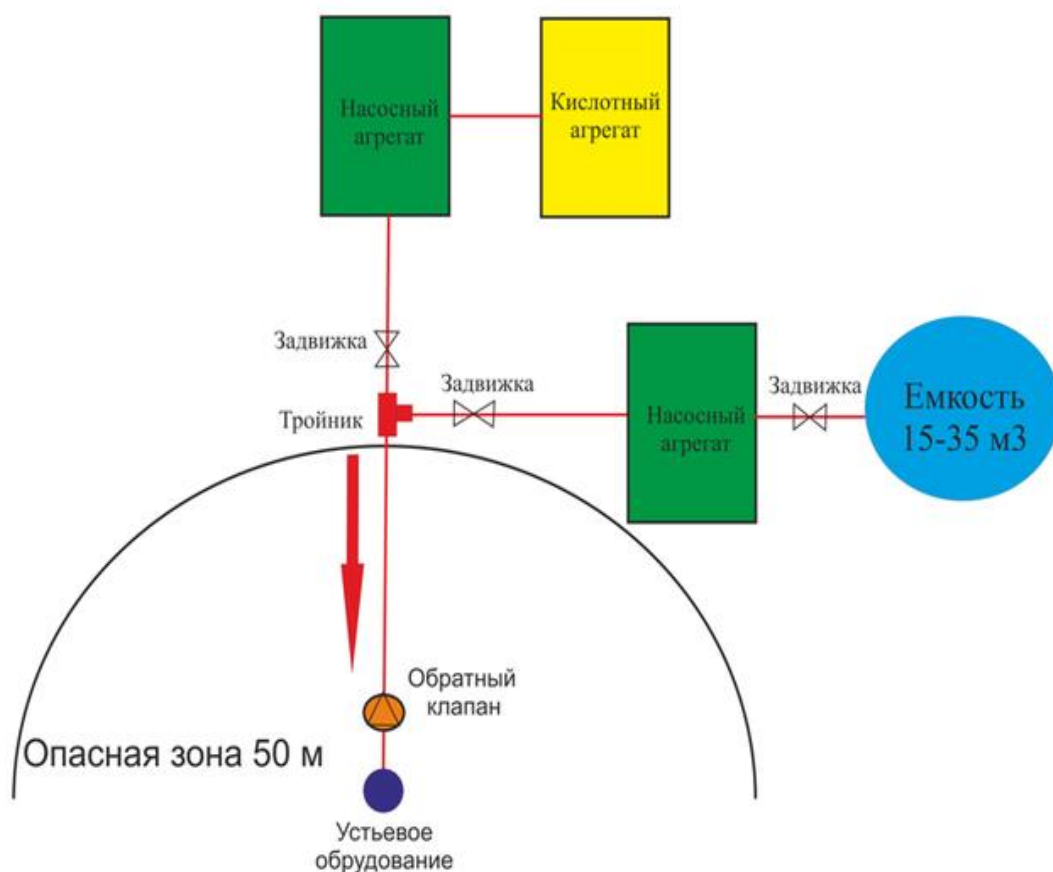


Рисунок 20 – Технологическая схема обвязки оборудования с арматурой устья при проведение соляно-кислотной обработки с большим объемом.

3.7 Анализ эффективности проведения СКО

Анализ эффективности проведённых соляно-кислотных работ подробно показан на таблице 20.

Таблица 20 - Эффективность проведения СКО.

№ скв	Дата проведения	Дебит нефти, т/сут		Продолжительность эффекта, сут	Дополнительная добыча, т
		До ремонта	После ремонта		
10	07.06.14	3,4	3,9	174	87
12	22.01.14	1,1	1,6	196	98
18	25.02.14	5,1	5,2	210	21
20	15.07.15	5,4	5,7	153	45,9
21	13.03.15	1,1	1,5	183	73,2
24	17.04.15	0,9	1,2	229	68,7
Среднее значение				181,4	101,9

4. Безопасность и Экологичность

Нефтегазодобывающая промышленность является основной отраслью топливно-энергетического комплекса страны и одним из основных источников загрязнения окружающей среды.

Добыча нефти и газа в той или иной степени воздействует на земную поверхность, растительность, водные источники и воздушные бассейны.

Нефтегазодобывающее предприятие в своей практической деятельности обязано соблюдать законы и проводить мероприятия, направленные на охрану труда и здоровья работников, охрану и защиту окружающей среды.

В соответствии с российским законодательством работодатель обязан обеспечивать безопасные и благоприятные условия труда, безопасность жизни и здоровья работников, выполнять мероприятия, направленные на уменьшение возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций, снижение уровня профессиональных заболеваний.

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Процесс соляно-кислотной обработки проводится на открытой площадке, все необходимое оборудование находится на расстоянии 10 м от устья скважины. Кислотное воздействие на пласт в карбонатных коллекторах является одним из распространенных методов увеличения производительности скважины ввиду малых затрат и относительной простоты процесса.

Основным источником опасности, связанной с СКО на данном предприятии, являются: сосуды, работающие под давлением; содержащиеся в атмосфере сероводород, токсические химреагенты (кислота, щелочь) для работ; вращающиеся детали различных механизмов; электроустановки, находящиеся под высоким напряжением; возгорания, взрывы и пожары оборудования, газов.

Возможными аварийными ситуациями являются взрывы паровоздушных смесей, образующихся в результате утечки газа или легких фракций нефти; разливы нефти, открытые фонтаны.

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Месторождение Кандым расположено в западной части Бухарской области Республики Узбекистан. Ближайшими населенными пунктами являются небольшие кишлаки Каган и Каракул, расположенные в 2-3,5 км к западу. Более крупные населенные пункты: районные центры Газли и Каган расположены, соответственно, в 7 км южнее и в 35 км северо-западнее от месторождения Кандым. Ближайшая железнодорожная станция находится в поселке Гузар на железнодорожной линии Карши-Китаб.

Климат района резко континентальный со значительными суточными и сезонными перепадами температур. Средняя зимняя температура (декабрь-февраль) $-7-12\text{ }^{\circ}\text{C}$, (минимум $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$), осадки в виде дождя и снега. Толщина снежного покрова достигает 20 см. Средняя летняя температура (июль-август) от $+35$ до $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$, максимальная температура до $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$. Весна и осень дождливые, температура воздуха днем от $+20$ до $+28\text{ }^{\circ}\text{C}$, ночью от $+5$ до $+10\text{ }^{\circ}\text{C}$. Количество атмосферных осадков в год достигает 120-200 мм, большая их часть выпадает весной (в апреле).

Ветры порывистые, направление их, в основном, западное, скорость иногда доходит до 20-25 м/с. [8]

Запрещается производить закачку кислоты при силе ветра более 12 м/с, при тумане и в темное время суток.

Отопление и вентиляция производственных и бытовых зданий и помещений должны соответствовать строительным нормам и правилам, нормам технологического проектирования.

4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

От крайнего ряда эксплуатационных скважин, а также от каждого объекта нефтяного или газового месторождения устанавливается санитарно-защитная зона, размеры которой определяются по действующим санитарным нормам.

Для нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений с наличием сероводорода санитарно-защитная зона определяется исходя из объемов возможных аварийных выбросов и условий рассеивания сероводорода до концентраций 30 мг/м³.

В газокompрессорных станциях, нефтенасосных, газораспределительных будках и других производственных помещениях содержание газов в воздухе не должно превышать (таблица 21).

Таблица 21 - Содержание газов в воздухе.

метана, % об	0,7
сернистого газа, мг/м ³	10
окиси углерода, мг/м ³	20
паров бензина (в пересчете на углерод), мг/м ³	300
сероводорода в смеси с углеводородами, мг/м ³	3
ртути, мг/м ³	0.01
метанола (спирта метилового), мг/м ³	5

Работы должны выполняться в очках и в спецодежде, стойких к воздействию химреагентов, и в соответствии с требованиями инструкции по применению данного реагента.

На месте проведения работ по закачке агрессивных химреагентов (серной, соляной, фторной кислот и т.д.) должен быть:

- аварийный запас спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты;
- запас чистой пресной воды;

- нейтрализующие компоненты для раствора (мел, известь, хлорамин). [1]

При температуре воздуха от -20 до -25°C работающим на открытом воздухе необходимы перерывы для обогрева продолжительностью 10-20 минут через каждый час работы. Время перерыва входит в счет рабочего времени. В холодный и переходный периоды года при температуре наружного воздуха ниже $+10^{\circ}\text{C}$ температура воздуха в помещениях с незначительными тепловыделениями ($20 \text{ ккал/м}^3\text{-ч}$ и менее) допускается в пределах $17\text{--}22^{\circ}\text{C}$ при легкой работе и $13\text{--}18^{\circ}\text{C}$ – при тяжелой. При скорости ветра 6 м/сек, запрещается производить работы на высоте.

При использовании агрегатов по ремонту скважин для текущего и капитального ремонтов освещенность рабочих мест должна быть не менее:

- устье скважины - 100 лк;
- лебедка - 75 лк;
- талевый блок - 30 лк;
- люлька верхового рабочего - 25 лк;
- приемные мостки - 10 лк;
- автонаматыватель - 15 лк;
- шкалы КИП - 50 лк;
- площадки производства погрузочно-разгрузочных работ - 10 лк. [14]

На производственных объектах должны иметься санитарно-бытовые помещения для обслуживающего персонала согласно санитарным нормам. Санитарно-бытовые помещения необходимо ежедневно убирать и проветривать.

На разведках глубокого бурения разрешается устраивать гардеробные для рабочей одежды с сушилкой при общежитиях.

Помещения для обогрева и отдыха рабочих (кульбуди) необходимо сооружать на каждой буровой установке, установке капитального ремонта скважин и других производственных объектах.

Расстояние между указанными помещениями и вышкой или мачтой должно превышать высоту этих сооружений не менее чем на 10 м.

В помещении следует иметь бачок с питьевой водой, аптечку с полным

набором медикаментов первой помощи, носилки и мебель

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Растворы соляной кислоты, содержащие более 25% хлористого водорода, «дымят» на воздухе вследствие образования тумана от соединения выделяющегося из кислоты хлористого водорода с влагой, содержащейся в воздухе. Частицы тумана, представляющие собой соляную кислоту, попадают в легкие человека при дыхании, раздражают дыхательные пути и могут вызвать отравление.

Соляная кислота, попадая на незащищенные части тела человека, вызывает ожоги. Особую опасность представляет концентрированная кислота. Переливать эту кислоту необходимо при помощи сифона или самотечного трубопровода.

С учетом свойств применяемых кислот установлена норма обеспечения работающего персонала спецодеждой (костюмы суконные, фартуки прорезиненные, сапоги резиновые и т. д.).

Для обеспечения безопасности людей и сохранности зданий и других сооружений, а также оборудования и материалов, находящихся в них, от разрушения, загорания и взрывов при прямых ударах молнии должна устраиваться молниезащита в соответствии с «Указаниями по проектированию и устройству молниезащиты зданий и промышленных сооружений».

Запрещается во время грозы производить работы на буровой вышке, а также находиться на расстоянии ближе 10 м от заземляющих устройств грозозащиты.

Для борьбы с проявлениями вторичных молний, а также статического электричества, технологическая аппаратура и трубопроводы, содержащие горючие пары и газы, должны заземляться. Допускается использование заземляющих устройств электроустановок.

Сопrotивление заземляющего устройства, предназначенного для защиты от статического электричества, допускается до 100 Ом.

Кондуктор (техническая колонна) должен быть связан с рамой станка-качалки не менее чем двумя заземляющими стальными проводниками, приваренными в разных местах к кондуктору (колонне) и раме. Сечение каждого проводника должно быть не менее 48 мм². Заземляющие проводники, соединяющие раму станка-качалки с кондуктором (технической колонной), должны быть заглублены в землю не менее чем на 0,5 м.

В качестве заземляющих проводников может применяться сталь: круглая, полосовая, угловая или другого профиля. Применение для этих целей стального каната не допускается.

При установке электродвигателя на заземленной раме станка-качалки и обеспечении надежного контакта между ними дополнительного заземления не требуется. При установке электродвигателя на поворотных салазках он должен быть заземлен гибким стальным проводником сечением не менее 35 мм².

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Нефтедобывающая промышленность является пожароопасным объектом, т.е. производство связано с воспламеняющимися веществами.

Все здания имеют степень огнестойкости. При устройстве зданий и сооружений предусматривают конструктивные элементы, препятствующие распространению пожара - противопожарные преграды. К ним относятся: противопожарные стены и все несгораемые стены и перекрытия, противопожарные двери, окна, водяные занавеси и т.д.

На территории промплощадок запрещается подземная прокладка трубопроводов.

Возможные причины и источники возникновения пожара: искра от электрооборудования и электросетей, утечки природного газа, разгерметизация оборудования или емкостей, в которых находятся горючие и рабочие жидкости.

Электрические машины, оборудование, приборы и т.п., применяемые во взрывоопасных помещениях и наружных установках, должны отвечать требованиям ПУЭ.

Во взрывоопасных помещениях телефонный аппарат и сигнальное устройство к нему должны быть во взрывобезопасном исполнении, соответствующем категории зданий и помещений во взрывоопасности согласно «Правилам устройства электроустановок».

Температура наружных поверхностей оборудования и кожухов теплоизоляционных покрытий не должна превышать температуры самовоспламенения наиболее взрывопожароопасного продукта, а в местах, доступных для обслуживающего персонала, не должна быть более 45°C внутри помещений и 60°C – на наружных установках.

Для обеспечения противопожарной защиты предусмотрены два резервуара раствора пенообразователя $V = 32 \text{ м}^3$ каждый. Открытые технологические площадки предусматривается тушить пеной из резервуара с помощью мотопомпы ММ -27/100.

В технологических насосных блоках предусмотрено автоматическое тушение пожара с помощью генераторов огнетушащего аэрозоля ГОА 40-70. Генераторы размещаются в защитном помещении и срабатывают при повышении температуры до 150°C. [14]

Для тушения небольших очагов пожара используются первичные средства: кошма, песок, огнетушители. Мотопомпа и противопожарный инвентарь хранится в блоке пожарного инвентаря. [14]

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Возможными аварийными и чрезвычайными ситуациями при СКО скважин являются:

- газонефтеводопроявление (ГНВП);

- утечка рабочих (вредных) жидкости;
- признаки сероводорода в воздухе.

Для исключения указанных ситуаций необходимо постоянно контролировать параметры газо-воздушный среды.

Списки инструментов, средств индивидуальной защиты, материалов, необходимых для ликвидации аварий, находятся в аварийных шкафах (помещениях), с указанием их количества и основной характеристики.

Индивидуальные средства защиты включают:

- каска;
- специальные сапоги или ботинки с жестким подноском;
- защитные очки;
- средства защиты слуха;
- при необходимости - непромокаемый костюм;
- комбинезон;
- непромокаемые перчатки или рукавицы
- при необходимости следует надевать средства защиты органов дыхания;
- при работе на кусте все защитные средства должны быть надеты, а при работе около блендера – еще и дополнительные средства (респиратор).

При появлении признаков нефтегазоводопроявления ремонтные работы на скважине должны быть немедленно прекращены и приняты меры по ликвидации осложнения.

Руководитель работ (объекта) или ответственный исполнитель должен подать сигнал тревоги и оповестить вышестоящие организации.

Дальнейшие работы по ликвидации аварии проводятся специально подготовленным персоналом с привлечением рабочих бригады и специалистов.

Бригады, вахты, работающие в санитарно-защитной зоне, должны быть обеспечены надежной двусторонней телефонной или радиосвязью (с постоянным вызовом) с диспетчером предприятия, работающие непосредственно на газоопасном объекте – дополнительной независимой связью с дежурным противопожарной службы, транспортной организации.

При возникновении в блоке пожара необходимо покинуть помещение, закрыть все двери и включить кнопкой, расположенной у входной двери, систему автоматического пожаротушения.

После выхода необходимо переключить систему пожаротушения на автоматический пуск.

Работа по ликвидации открытого фонтана должна проводиться силами работников противofонтанной службы (противofонтанной военизированной части) и пожарных подразделений по специальным планам, разработанным штабом, создаваемым пользователем недр.

Категория зданий и помещений по взрывопожарной и пожарной опасности определяется проектной организацией на стадии проектирования.

4.7 Экологичность проекта

Главными направлениями охраны геологической среды являются обеспечение благоприятного санитарного и экологического состояния окружающей среды на основе строгого соблюдения научно-обоснованных природоохранительных зон:

- строгое соблюдение технологии бурения и опробования скважин в целях недопущения открытого фонтанирования;
- сокращение удельных расходов воды на технологические нужды и организация сброса неочищенных сточных вод в пласты, из которых ведется добыча газа;
- последовательное проведение комплексных мер по защите почв от эрозии, рекультивация земель;
- сохранение природных богатств на основе поддержания их надлежащего экологического состояния, осуществления мер по снижению потерь продукции на всех стадиях технологического процесса добычи и подготовки газа;
- всемерное сохранение полезных живых организмов, растений и животных. [14]

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Технологические и технико-экономические показатели разработки нефтяного месторождения Кандым рассчитаны по единому объекту разработки, приуроченному к геологическим горизонтам XV-XVa.

По месторождению рассчитано три варианта технико-экономических показателей разработки.

Технико-экономические расчеты проведены при цене реализации на внешнем рынке.

Нефть реализуется на замерных узлах на выходе с установок подготовки нефти.

В целом по месторождению к реализации рекомендуется вариант разработки 1, характеризующийся следующими показателями (категория запасов ВС₁) по нефтяному промыслу:

- Коэффициент извлечения нефти – 0,308
- Проектный уровень добычи нефти - 71 тыс. т. (2012г)
- Накопленная добыча нефти - 1016 тыс. т.
- Проектный срок разработки – 34 года
- Боковых стволов к зарезке – 1

Разработка месторождения по рекомендуемому варианту 1 в границах запасов нефти категорий ВС₁ за срок СРП (до 2043 года) потребует 1,5 млн. долларов капитальных вложений, 181.6 млн. долларов эксплуатационных затрат. Чистый дисконтированный доход недропользователя в целом по проекту Гиссар за весь срок СРП равен 3 млн. долларов (при норме дисконта 15%). Анализ чувствительности проекта показал слабую зависимость величины чистого дисконтированного дохода и внутренней нормы рентабельности от изменения цены на нефть.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

КРС – капитальный ремонт скважин;

ПЗП – призабойная зона пласта;

СКО – соляно-кислотная обработка;

СКР – соляно-кислотный раствор;

ГДИС – гидродинамические исследования скважин

ГИС – геофизические исследования скважин

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ООО "Лукой Узбекистан Оперейтинг Компани". Технологическая схема опытно-промышленной разработки Кандымского лицензионного участка. Проект. Ташкент, 2008.
2. «Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности республики Узбекистан». Ташкент, 2007
3. «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда при обработке скважин кислотами». Москва, 2008
4. «Природные условия Бухарской области »
5. «Эксплуатация нефтяных и газовых скважин», П.Н.Лаврушко, В.М.Муравьев.
6. «Большая Энциклопедия Нефти Газа»
7. ООО "Геосервис". Техничко-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти месторождений Кандымского лицензионного участка. Проект. Ташкент, 2007.
8. 000 Типром-ЭКОМ". Обустройство Западно-Кандымского и Кандымского нефтяных месторождений. Проект. Ташкент, 2009.
9. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. М.: Недра, 1983. 224 с.
10. Некоммерческая информация НГДУ ОАО МПК «Узнефтегазгеология».
11. «Производительность скважин», ХемантаМукерджи.
12. Г.Ф., Ильина, Алтунина Л.К. Методы и технологии нефтеотдачи для коллекторов . - Издательство ТПУ, 2006
- 13.«Эксплуатация нефтяных и газовых скважин», П.Н.Лаврушко, В.М.Муравьев.
14. «Технологический регламент по эксплуатации месторождение Кандым». Ташкент, 2007